

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ  
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ «САНКТ –  
ПЕТЕРБУРГСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
(СПБГУ)

Институт наук о Земле

**Павлов Владимир Александрович**

**Моделирование напряженно – деформационного состояния локальных  
структур с целью оптимизации разработки Ем-Ёговской площади Красноленинского  
НГК месторождения (Ханты-Мансийский АО)**

Выпускная бакалаврская работа  
по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

«К ЗАЩИТЕ»

Научный руководитель:  
к.г.-м.н., доц. В.Н. Войтенко

\_\_\_\_\_2017  
«\_\_\_»\_\_\_\_\_

## АННОТАЦИЯ

### МОДЕЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО – ДЕФОРМАЦИОННОГО СОСТОЯНИЯ ЛОКАЛЬНЫХ СТРУКТУР С ЦЕЛЬЮ ОПТИМИЗАЦИИ РАЗРАБОТКИ ЕМ-ЕГОВСКОЙ ПЛОЩАДИ КРАСНОЛЕНИНСКОГО НГК МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ХАНТЫ – МАНСИЙСКИЙ АО)

Исследование разломной тектоники и неотектонических напряжений позволяет установить фильтрационно-емкостные свойства пород на качественном уровне.

Структурно – геоморфологический метод (Сим Л.А., 1991) использовался для реконструкции неотектонического поля напряжений Ем-Ёговской площади Красноленинского свода (Западно – Сибирская нефтегазоносная провинция) и определения секторов локального «сжатия» и «растяжения» с целью установления территорий перспективных для бурения.

Знание напряженно – деформационного состояния горных пород является важным аспектом для проведения механических исследований керна и осуществления геолого – технических мероприятий в скважинах.

Объем данной работы составляет 80 страниц, в ее состав включены 28 Рисунков, 13 Формул и 3 Таблицы. Содержание работы представлено 5 главами, написание которых осуществлялось по 25 источникам литературы.

**Ключевые слова:** неотектонические поле напряжений, разрывная тектоника, структурно-геоморфологический метод, напряженно – деформационное состояние.

## ABSTRACT

### SIMULATION OF STRESS-STRAIN STATE OF THE LOCAL STRUCTURES IN ORDER TO OPTIMIZE THE EXPLOITATION OF EM-EGOVSKAYA AREA KRASNOLENINSK OIL-GAS PLAY FIELD (KHANTY-MANSIISK AUTONOMOUS DISTRICT)

The research of fault tectonic and neotectonic stresses allows to establish the filtration-reservoir properties of rocks on the qualitative level.

Structural – geomorphological method (SIM L. A., 1991) was used to reconstruct the neotectonic stress field Em-Egowskaya area of Krasnoleninsk arch (Western – Siberian oil and gas province) and to determine sectors of the local "compression" and "stretching" to establish prospective territories for drilling.

The knowledge of the stress – strain state of rocks is an important aspect for mechanical core studies and realization of geological and technical measures in the wells.

The volume of this work is 80 pages, it includes 28 Figures, 13 Formulas and 3 Tables. The content of the work is represented by 5 chapters, the writing of which was carried out for 25 sources of literature.

**Keywords:** neotectonic stress field, breaking tectonics, structural-geomorphological method, the stress – strain state.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

АННОТАЦИЯ.....	2
ОГЛАВЛЕНИЕ .....	4
СПИСОК ПРИНЯТЫХ ТЕРМИНОВ И СОКРАЩЕНИЙ.....	5
ВВЕДЕНИЕ .....	7
Глава 1. ФИЗИКО-ГЕОГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАБОТ .....	9
Глава 2 ИСТОРИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИЗУЧЕННОСТИ РАЙОНА РАБОТ .....	11
Глава 3 ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ РАЙОНА РАБОТ .....	13
3.1 Тектоника .....	13
3.2 Стратиграфия .....	22
3.3 История геологического развития .....	30
Глава 4 НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ РАЙОНА РАБОТ .....	36
4.1 Нефтегазоносные комплексы (НГК).....	37
4.2 Состав нефти и растворенного газа .....	50
4.3 История и технология разработки месторождения.....	53
Глава 5 РАЗРЫВНЫЕ НАРУШЕНИЯ В ОСАДОЧНОМ ЧЕХЛЕ ПЛАТФОРМЕННЫХ ТЕРРИТОРИЙ И МЕТОДЫ ИХ ОПРЕДЕЛЕНИЯ .....	57
5.1 Основы структурно-геоморфологического метода.....	57
5.2 Применение структурно-геоморфологического метода на Ем-Ёговской площади.....	60
5.3 Взаимосвязь неотектонических разрывных нарушений осадочного чехла с нефтеносностью.....	64
Глава 6 Напряженно – деформационное состояние и методы оптимизации разработки Ем- Ёговской площади .....	69
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	77
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	79
Опубликованная литература.....	79
Фондовая литература .....	80

## СПИСОК ПРИНЯТЫХ ТЕРМИНОВ И СОКРАЩЕНИЙ

- АК – акустический каротаж;
- БК – боковой каротаж;
- $\Gamma^{\text{одн}}$  – газосодержание;
- $\Gamma^{\text{ст}}$  - газовый фактор для условий ступенчатого разгазирования;
- г/моль – ЕИ молекулярной массы – грамм на моль;
- ГГК – гамма-гамма каротаж;
- ГИС – геофизические исследования в скважинах;
- ДЮК - доюрский комплекс;
- ИК - индукционный каротаж;
- $K_{\text{п}}$  - коэффициент пористости;
- $K_{\text{пр}}$  - коэффициент проницаемости;
- $K_{\text{сж}}$  - сжимаемость;
- КИН - коэффициент извлечения нефти;
- кг/м<sup>3</sup> - ЕИ плотности - килограмм на кубический метр;
- м/с<sup>2</sup> – ЕИ ускорения свободного падения – метр на секунду в квадрате;
- м<sup>3</sup>/сут – ЕИ дебита, газосодержания, газового фактора – метр кубический в сутки
- мД - ЕИ коэффициента проницаемости - миллиДарси (=10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>);
- МПа<sup>-1</sup> – ЕИ сжимаемости – мега Паскаль в минус первой степени;
- мПа\*с - ЕИ вязкости - миллиПаскаль на секунду;
- НДС – напряженно – деформационное состояние;
- НГО - нефтегазоносная область;
- НПП - нефтегазоносная провинция;
- НГР - нефтегазоносный район;
- Па – ЕИ давления – Паскаль;
- СГМ - структурно-геоморфологический метод;
- ФЕС - фильтрационно-емкостные свойства;
- ШГН - штанговый глубинный насос;
- ЭЦН - электроцентробежный насос;
- $b_{\text{н}}$  - объемный коэффициент пластовой нефти в условиях однократного разгазирования;
- $b_{\text{нас}}^{\text{ст}}$  - объемный коэффициент нефти в условиях ступенчатого разгазирования;
- $\sigma_1$  - горизонтальная проекция оси растяжения;
- $\sigma_2$  - горизонтальная проекция оси сжатия;

$\sigma_3$  - вертикальная ось напряжения;

$g$  - ускорение свободного падения;

$H$  - мощность;

$P_{\text{нас}}$  – давление насыщения

$p$  - среднее давление;

$\rho$  - плотность;

$\mu_\sigma$  - коэффициент Лодэ-Надаи;

$\tau$  - максимальное давление;

$\nu$  - коэффициент Пуассона

## ВВЕДЕНИЕ

**Актуальность работы:** Для уменьшения стоимости разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений требуется использовать методы, которые позволяют определить коллекторские свойства и напряженно-деформационное состояние горных пород с минимальными затратами.

**Цель работы:** определение напряженно-деформационного состояния горных пород и прогноз зон повышенной проницаемости в пределах локальных структур Ем-Еговской площади Красноленинского НГК месторождения

### **Задачи:**

- Изучить геологическое строение Красноленинского НГР
- Освоить структурно-геоморфологический метод (Сим, 1996);
- Реконструировать проекции осей сжатия и растяжения в горизонтальной плоскости,
- Определить направления сдвигового перемещения по разломам
- Выделить сектора сжатия и растяжения по СГ методу
- Сопоставить сектора с коэффициентом проницаемости горных пород
- Определить величины главных напряжений для пласта ЮК<sub>2</sub> (2,35 км)

**Защищаемое положение:** при прочих равных геологических условиях проницаемость пород в секторах растяжения больше, чем в секторах сжатия на территории Ем-Еговской площади

**Объект исследования:** Ем-Еговская площадь, входящая в Красноленинскую группу месторождений и расположенная в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции

Выполнение практической части было осуществлено в ПО Micromine

### **Фактический материал:**

1. Топографические карты масштабом 1:1000000
2. Цифровая модель поверхности рельефа ASTER
3. Сводная литолого-стратиграфическая колонка
4. Структурные карты кровли пластов ЮК<sub>2</sub> и ВК<sub>1-3</sub> с вынесенным на них положением скважин
5. Карты эффективных нефтенасыщенных толщин пластов ЮК<sub>2</sub> и ВК<sub>1-3</sub> с вынесенным на них положением скважин

6. Профильные разрезы для пластов ВК<sub>1-3</sub>, ЮК<sub>0-9</sub>, ДЮК
7. Значения коэффициентов проницаемости пород – коллекторов для пласта ЮК<sub>2</sub>

**Научная новизна:** Определение разломной тектоники и неотектонических напряжений позволяет установить фильтрационно-емкостные свойства пород на качественном уровне в пределах данной территории

**Практическая значимость:** знания разломной тектоники, неотектонических напряжений и напряженно – деформационного состояния горных могут быть использованы для оптимизации разработки Ем-Ёговской площади и проведения механических исследований керна.

**Структура работы:**

1. Титульный лист
2. Аннотация и ключевые слова;
3. Оглавление;
4. Список принятых терминов и сокращений;
5. Введение;
6. Основная часть;
7. Заключение;
8. Список использованной литературы.

**Объем работы:** 80 страниц.

Выражается **благодарность** за помощь в написании данной работы Войтенко Вячеславу Николаевичу (научный руководитель, к.г.-м.н., доцент СПбГУ)



## ГЛАВА 1. ФИЗИКО-ГЕОГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАБОТ

Ем-Ёговская площадь входит в состав крупной Красноленинской группы месторождений, расположенной в пределах Красноленинского свода. Также в составе Красноленинского месторождения выделяются Талинская, Каменная, Пальяновская, Восточно-Ингинская, Ингинская, Сосново-Мысская, Лебяжья и ряд других площадей. В административном отношении Ем-Ёговская площадь расположена в Октябрьском районе в западной части ХМАО. С географической точки зрения площадь находится в западной части Западно-Сибирской низменности, рядом с рекой Обь и представляет собой равнину, состоящую из холмов и увалов и местами существенно заболоченную.

Сегодня российская нефтегазовая компания ПАО «НК «Роснефть», в частности ее дочернее предприятие АО «РН-Няганьнефтегаз» имеет лицензию на разработку Ем-Ёговской, Талинской и западной части Каменной площадей, принадлежащих Красноленинскому своду.

Ближайшими населенными пунктами к месторождению являются г. Нягань и п. Талинка с общей численностью около 60 000 человек. Связь г. Нягань с другими населенными пунктами осуществляется по железной дороге Екатеринбург – Приобье. Также в Нягани имеется аэропорт. Автомобильным сообщением город связан с Ханты-Мансийском, Екатеринбургом и поселком Приобье (рис. 1)

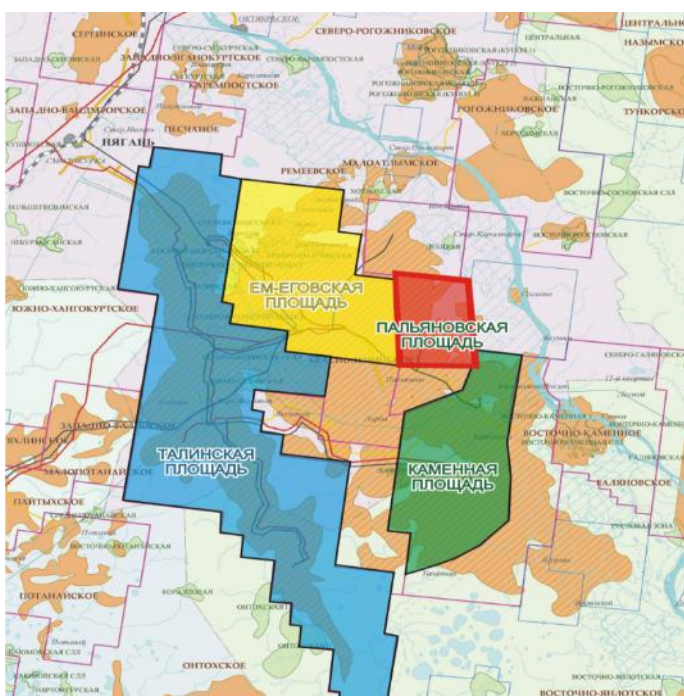


Рисунок 1 Обзорная схема района работ (Шпильман В.И., 1998)

Климат района континентальный с коротким прохладным летом и суровой продолжительной зимой. Среднегодовая температура  $-1.8^{\circ}\text{C}$ , средняя температура самого холодного месяца — января составляет  $-25^{\circ}\text{C}$ , а средняя температура июля  $+15^{\circ}\text{C}$ . Относительная влажность воздуха составляет 75,0 %, средняя скорость ветра — 3,0 м/с. Среднегодовое количество осадков составляет 450-500 мм, из них 70% приходится на апрель-октябрь. Средняя толщина снежного покрова 0.7 м, достигая в пониженных участках рельефа 1.5 м (Отчеты геологического отдела..., 2003).

Ем-Ёговская площадь принадлежит к лесной зоне, растительность представлена сосновым и елово-кедровым лесом. Почвы в районе подзолисто-аллювиально-глеевые. Склоны оврагов, холмов и увалов подвержены глубоким размывам тальными водами и водами атмосферных осадков летом.

Гидрографическая сеть представлена мелкими речками и ручьями, являющимися притоками рек Хугот, Ендырь, Ем-Ега, Тал, Сеуль, которые относятся к бассейну реки Обь. Для района работ характерная сильная заболоченность, препятствующая передвижению транспорта.

Животный мир чрезвычайно разнообразен. Встречаются бурые медведи, лоси, олени, лисицы, волки, зайцы. В водоемах водятся выдры и ондатры. Летом на озерах и реках много водоплавающей птицы.

## ГЛАВА 2 ИСТОРИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИЗУЧЕННОСТИ РАЙОНА РАБОТ

Геологическое и геофизическое изучение Западно-Сибирской территории до 1947 года имело только описательный характер.

В 1947 году после создания министерства геологии СССР, одной из главных задач которого было усиление нефтепоисковых работ в Сибири, были начаты планомерные геолого-геофизические исследования Среднего Приобья, куда относится описываемый район.

В 1953 году Западно-Сибирской аэромагнитной экспедицией выполнялась магниторазведка 1:1000000 масштаба. По ее результатам были выделены зоны преобладания положительных и отрицательных магнитных полей.

В 1955 году Ханты-Мансийская партия осуществила магниторазведку масштаба 1:200000, в результате чего были выделены локальные положительные и отрицательные магнитные аномалии.

В 1956-1957 годах гравиметрическими партиями Ханты-Мансийской нефтеразведочной экспедиции по результатам проведенной гравиразведки была составлена схема тектонического районирования фундамента, *впервые был выделен Красноленинский свод.*

В 1957-1961 годах сейсмическими партиями экспедиции ТТГУ (Тюменского территориального геологического управления) проводилось сейсмондирование методом отраженных волн (МОВ) в масштабе 1:200000. В результате была изучена обширная территория бассейна р. Обь, уточнено тектоническое строение Красноленинского свода, выявлены локальные поднятия, перспективные в нефтегазоносном отношении.

За 1960-1968 годы по результатам бурения глубоких скважин была доказана высокая перспективность Красноленинского свода в нефтегазоносном отношении. Первая промышленная нефть по результатам бурения и испытания скважины №13 выявлена в 1962 году на Каменной площади, а в 1963 году признаки нефтеносности тюменской и викуловской свит, установлены на Ай-Торской, Ем-Еговской, Елизаровской, Пальяновской площадях.

В 1961 году Ханты-Мансийской нефтеразведочной экспедицией с помощью метода отраженных волн (МОВ) в масштабе 1:100000 были обнаружены Ем-Еговское и Пальяновское поднятия.

В 1962 году была произведена детализация Ем-Еговского поднятия, и подготовлено к разведочному бурению Пальяновское поднятие.

В 1970 году Ем-Еговское поднятие было подготовлено к бурению.

В 1974 году на Ем-Еговском поднятии были детально изучены восточный, западный и центральный своды.

В 1975-1982 годы с помощью поисково-разведочных работ доказана необходимость объединения всех выявленных в отложениях тюменской свиты залежей нефти в единое Красноленинское месторождение.

В 1980 году была оконтурена Ем-Еговская структура.

В 1980 году началось промышленное освоение района Красноленинского свода строительством ДНС на Ем-Еговской площади, НПС и нефтепровода НПС Красноленинская - Шаим-Конда. Был выделен опытный участок на Ем-Еговской площади с размещением 270 скважин по площадной девятиточечной системе по сетке 450\*450 м. Однако, в связи с низкой продуктивностью большинства скважин в 1985 году эксплуатационное разбуривание площади было временно приостановлено.

В 1983 году определены Восточно- и Южно-Ем-Еговская структуры, был произведен прогноз перспективных территорий в отложениях тюменской свиты.

В 1990-1991 годах ввели в разработку залежей нефти викуловской свиты (пласты ВК<sub>1-3</sub>), которые в настоящее время являются базовыми объектами разработки для этой площади.

В 1991 г. с помощью метода МОВ, ОГТ – 3D провели уточнение геологического строения юго-восточного склона Ем-Еговского поднятия, также выделены Мало-Ем-Еговские – 1, 2, 3; Восточно-Мало-Ем-Еговское – 1, 2 поднятия.

В 2000 г. было изучено строение доюрской, юрской, меловой частей разреза. Также построены структурные карты нижнемеловых и юрских отложений, выделены системы разрывных нарушений, уточнено строение залежи нефти продуктивных пластов викуловской свиты (ВК<sub>1-3</sub>).

В 2001 г. на Мало-Ем-Еговской площади было уточнено строение доюрских, юрских и нижнемеловых пород.

В 2006 г. с помощью сейсмики 2D уточнен структурный план викуловской свиты. Также определено точное строение залежей верхнеюрского нефтегазоносного комплекса и выделены предполагаемые тектонические нарушения на данной территории.

В 2007 г. уже использовалась сейсмика 3D. Структурный план викуловской свиты был уточнен еще более детально, выявлены сети разрывных нарушений и связанных с ними зон разуплотнения.

## ГЛАВА 3 ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ РАЙОНА РАБОТ

### 3.1 Тектоника

Красноленинский свод представляет собой вытянутую с юго-востока на северо-запад мегабрахиантисклиналь протяженностью до 115-165 км, в плане совпадающую с отрицательной гравитационной аномалией (Отчеты геологического отдела..., 2003). Амплитуда свода вверх по разрезу уменьшается, поэтому свод не выделяется как положительная структура по кровле палеогеновых отложений (Ахпателов Э.А., 2004).

Красноленинский свод располагается в западной части Мансийской синеклизы. Мансийская синеклиза является крупной областью прогибания Западно-Сибирской плиты, она вытянута в субмеридиональном направлении на 800-900 км, при ширине до 400 км. Она включает в себя несколько крупных сводов: Красноленинский, Нялинский, Ляминский, Юильский, Верхне- и Средненадымский и 3 антиклинали: Сургутскую, Пякупурскую и Нерчинско-Мозямскую (рис. 2) . (Конторович А.Э., 2008).

Красноленинский свод – конседиментационная структура I порядка - располагается в пределах Зауральского геоблока - надпорядковой структуры .Свод на западе граничит с Яхлинской *мегаседловиной*, на востоке и юго-востоке граничит с Елизаровским и Южно-Елизаровским *прогибами*, на юге – с Согомской *моноклиной*, а на севере и северо-западе его склоны переходят в Южно-Бобровский *мегапрогиб* (рис. 3).

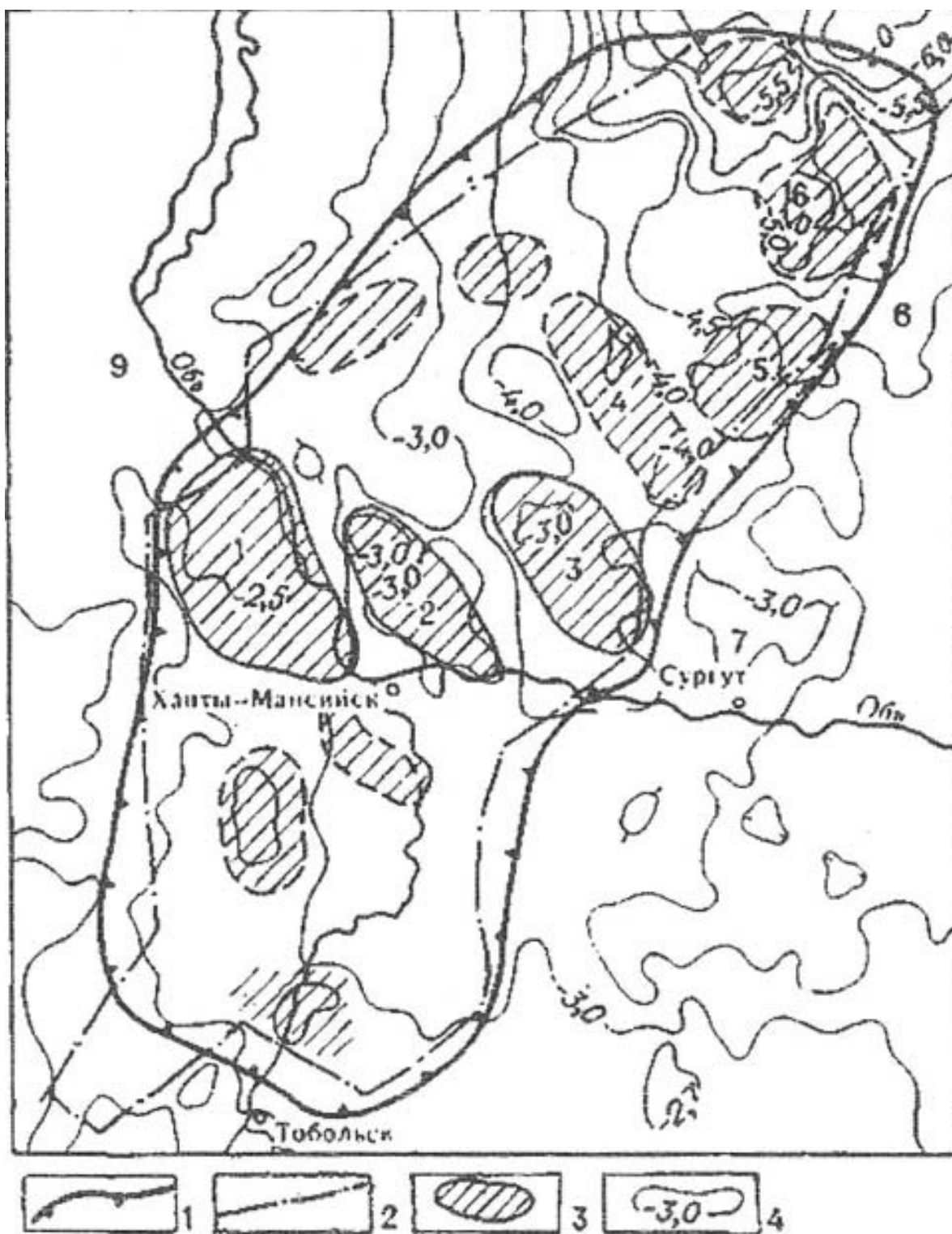


Рисунок 2 Крупнейшие положительные структуры Мансийской синеклизы (Конторович А.Э., 2008)





1 - контуры Мансийской синеклизы; 2 - глубинные разломы, ограничивающие Уват-Хантымансийский срединный массив в фундаменте синеклизы; 3 - крупнейшие своды Мансийской синеклизы (1 - Красноленинский, 2 - Нялинский, 3 - Ляминский, 4 - Юильский, 5 - Верхне- и 6 - Средненадымский); 4 - изогипсы платформенного мезозойско-кайнозойского чехла; антиклинали: 7 - Сургутская, 8 - Пякупурская, 9 - Нерчинско-Мозямская








Рисунок 3 Фрагмент «Карты тектонического районирования Западно-Сибирской плиты» (Карта тектонического районирования..., 1998)

## Условные обозначения

-  Граница Ханта-Мансийского автономного округа
-  Граница участка
-  Поисково-разведочные скважины
-  Тектонические нарушения
-  Границы геоблоков







### Тектоническое строение мезо-кайнозойского чехла

-  Границы тектонических элементов I порядка
-  Границы внутреннего районирования тектонических элементов I порядка
-  Месторождения по состоянию на 1.01.2007г.


### Надпорядковые структуры, структуры I порядка и входящие в них структуры II порядка

-  Мегавпадины, мегапрогибы (нерайонированные)

Элементы внутреннего районирования впадин, мегапрогибов:

-  впадины, прогибы, днища впадин, котловины
-  ложбины
-  моноклинали
-  террасы
-  поднятия, выступы, валы
-  седловины внутреннего районирования впадин

-  Мегаложбины, ложбины (нерайонированные)




-  Моноклинали (нерайонированные)

-  Мегатеррасы, террасы (нерайонированные)

Элементы внутреннего районирования мегатеррас:







-  впадины, прогибы
-  поднятия, валы

Мегаседловины, седловины:

-  нейтральные
-  впадин (наивысшая отметка седловины ближе к отметке впадины)
-  поднятий (наивысшая отметка седловины ближе к отметке поднятия)

-  Своды, мегавалы (нерайонированные)

Элементы внутреннего районирования сводов, мегавалов:

-  валы, поднятия, вершины
-  террасы
-  моноклинали
-  ложбины
-  впадины, прогибы
-  седловины внутреннего районирования поднятий



На Красноленинском своде располагаются несколько структур второго порядка: две вершины – Ем-Еговская и Каменная, разделенные Пальяновским *прогибом*, а на севере отделенные от Рогожниковского *вала* Поснокортской *ложбиной*; Талинская *терраса* и Елизаровский *склон*, которые располагаются в южной части свода; Северо-Рогожниковское *куполовидное поднятие* - в северной части; Галяновский *выступ* - в юго-восточной, отделенный от Каменной вершины Водораздельным *прогибом* (Отчеты геологического отдела..., 2003).

С точки зрения морфологии Красноленинский свод является ромбовидной структурой. В современном структурном плане свод представляет собой тектонический элемент с региональным падением слоев в восточном направлении, в сторону Ханты-Мансийской мегавпадины.

Ем-Еговская площадь приурочена к одноименной вершине Красноленинского свода, которая располагается в центре данной площади, она вытянута в северо-западном направлении и включает 6 куполов. Ем-Еговское поднятие имеет размеры 35\*20 км и амплитуду 120 м.

Геологический разрез Ем-Еговской площади представлен на рисунке 4. На данной иллюстрации видны доюрские отложения и выделены пласты ЮК<sub>0</sub>-ЮК<sub>9</sub>. Также можно отметить, что на данной территории выделяются сводовые и тектонически-экранированные залежи.

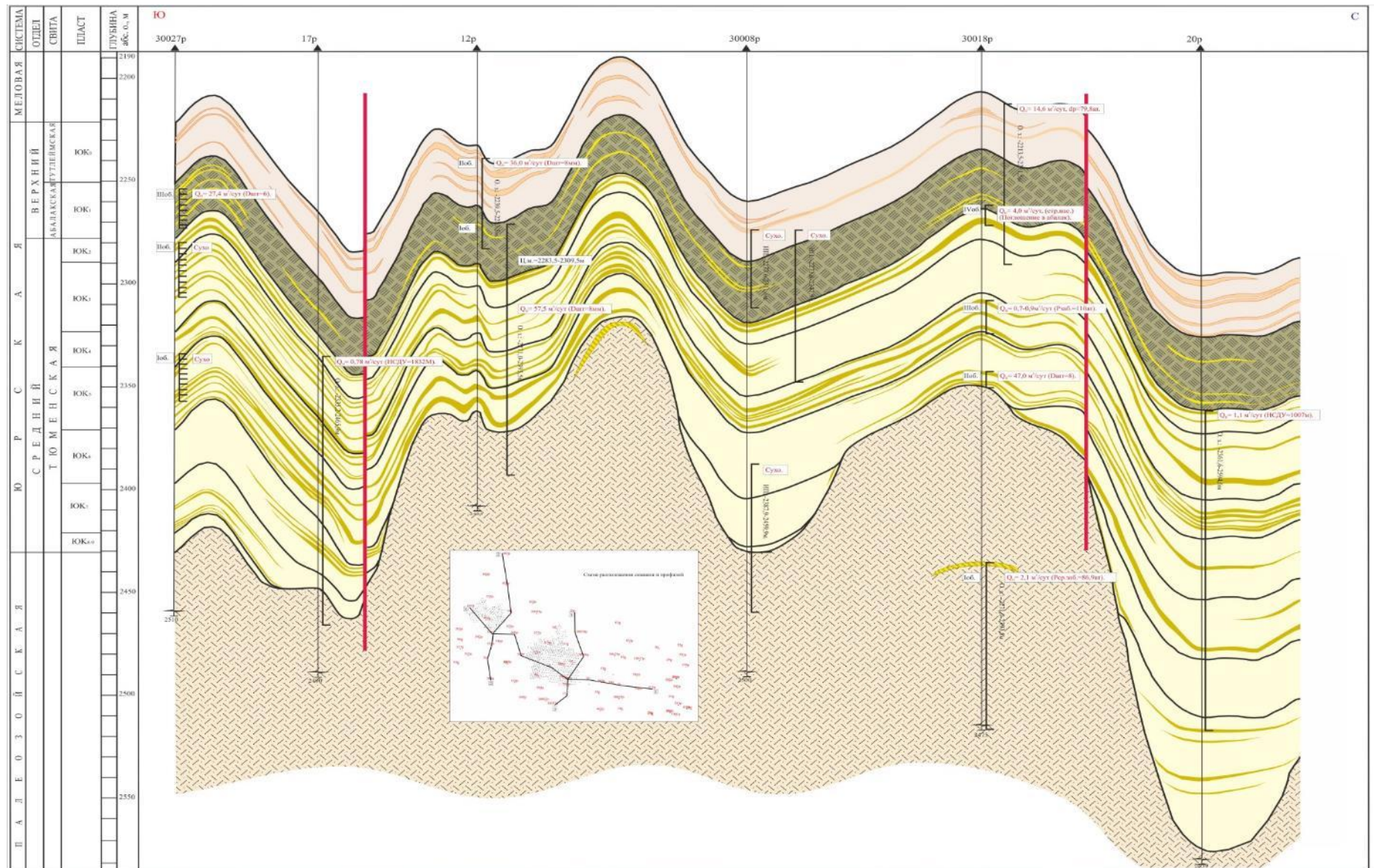


Рисунок 4. Геологический разрез пластов ДЮК, ЮК0-ЮК9 на Ем-Еговской площади (Отчеты геологического отдела..., 2003)



Красноленинское месторождение, включающее Ем-Еговскую площадь, входит в Западно-Сибирскую нефтегазоносную провинцию, которая располагается на Западно-Сибирской плите, образованной в процессе герцинского тектогенеза на западном склоне Сибирской эпипалеозойской платформы, примыкающей к Уральской геосинклинальной области (рис. 5).

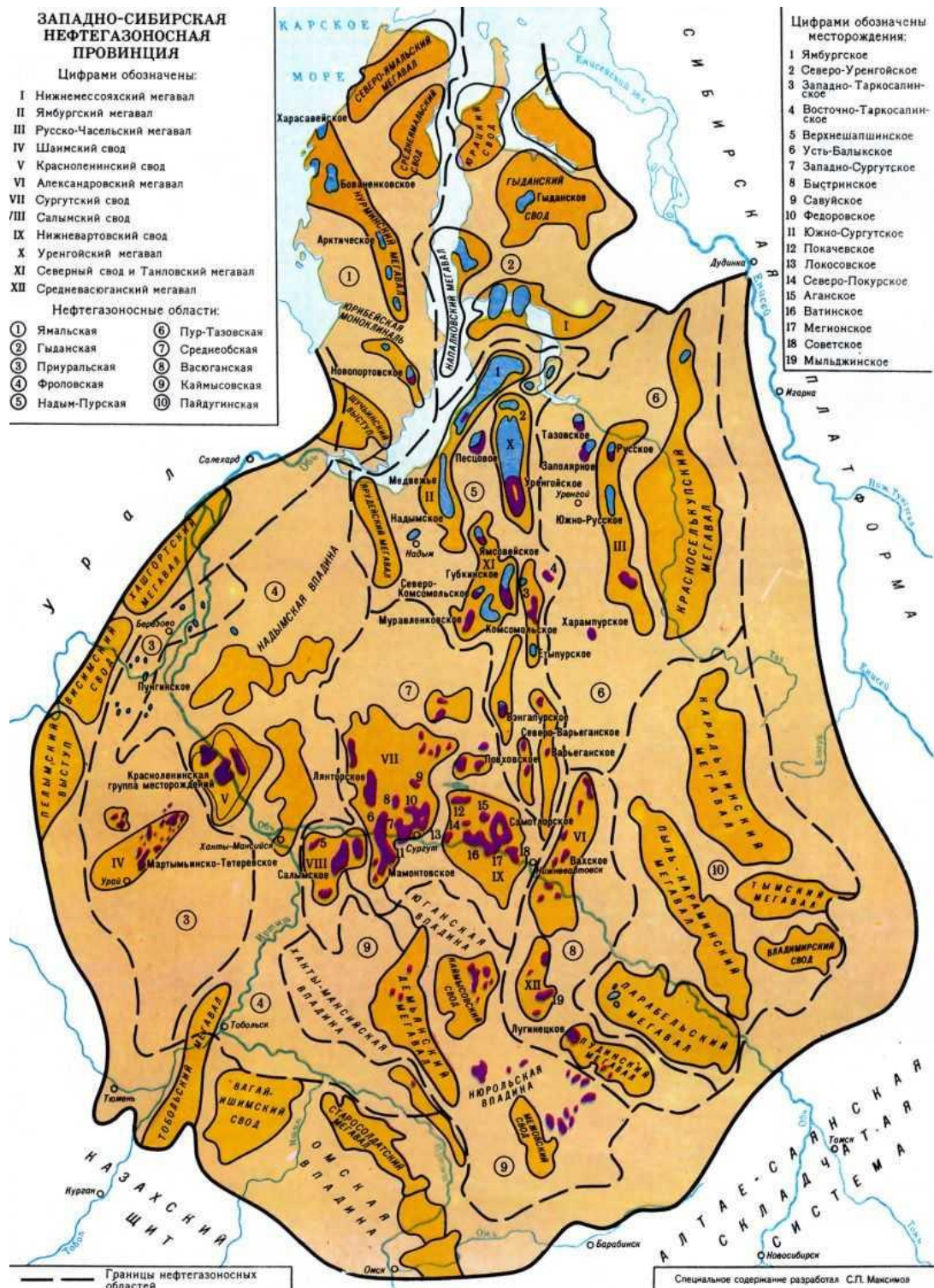


Рисунок 5. Западно – Сибирская нефтегазоносная провинция (Геологическая энциклопедия)

Вертикальный разрез Красноленинского свода представлен двумя структурно-формационными этажами (Отчеты геологического отдела..., 2003). Нижний этаж (фундамент) сложен метаморфизованными породами докембрия и палеозоя, прорванными интрузиями различного возраста и состава. Формирование фундамента отвечает геосинклинальному этапу развития платформы, которое осуществлялось в условиях повышенной тектонической активности, поэтому в фундаменте встречается большое количество дизъюнктивных нарушений. Отложения нижнего этажа имеют эффузивно-кислый и основной состав и представлены биотитовыми, хлорито-серицитовыми, глинисто-серицитовыми, кварцево-графитовыми, кварцит-серицитовыми сланцами и амфиболитами

Между нижним и верхним структурно-формационными этажами выделяется промежуточный комплекс, представленный вулканогенно-осадочными образованиями триасового возраста, и отделен от складчатого фундамента резким угловым и стратиграфическим несогласием. Породы формировались в условиях парагеосинклинали и являются менее дислоцированными, чем в фундаменте, так как имеют меньшую степень метаморфизма. Эволюция промежуточного комплекса протекала в условиях господства относительно более спокойного тектонического режима. Следствием этого стало образование сравнительно меньшего количества дизъюнктивных нарушений. (Авторский надзор..., 2003).

Верхний этаж, образованный осадочными и терригенно-осадочными пологозалегающими породами мезо-, кайнозоя, является платформенным чехлом, который сформировался в условиях длительного устойчивого прогибания фундамента. Он залегают с резким угловым и стратиграфическим несогласием на породах промежуточного комплекса и складчатого фундамента. Данный период времени характеризуется полным отсутствием метаморфизма.

В пределах изучаемого Красноленинского свода кратонизация происходила во времена байкальской и герцинской складчатостей. На рисунке 6 показаны границы областей разновозрастной консолидации фундамента. Также на данной иллюстрации можно отметить глубинные разломы, разграничивающие складчатые системы, структурно-формационные зоны и другие разломы меньших порядков.





В фундаменте, ориентируясь на геофизические данные, существует густая сеть разнообразных разломов, включая глубинные, которые имеют субмеридиональное и субширотное направления. Первые заложены до силурийского периода и сохраняли активность до конца позднего палеозоя. Субширотные - более поздние - разломы пересекают все средне- и позднепалеозойские структуры (Отчеты геологического отдела..., 2003).

На Ем-Еговской площади развиты многочисленные малоамплитудные дизъюнктивы сбросового типа. Наибольший интерес представляют разломы, контролирующие положение межфлюидных контактов. Данные элементы дизъюнктивной тектоники проникают в осадочную толщу вплоть до отложений викуловской свиты.

Сбросы чаще всего имеют ориентировку восточного направления. Они контролируют положение восточной части центрального купола Ем-Еговского локального поднятия. Также существует серия разломов, имеющая в плане огибающую Ем-Еговское поднятие форму, из чего следует, что их происхождение вероятнее всего связано с интенсивным ростом Ем-Еговской структуры. На северо-западе площади выделены два нарушения, отделяющие залежи тюменской свиты Ем-Еговской площади от Талинской. Они имеют субширотную и субмеридианальную ориентировку.

В новейший этап на территории Западно-Сибирской платформы началась активизация разломов в фундаменте, что привело к перемещениям по ним пород.

### **3.2 Стратиграфия**

Красноленинский нефтегазоносный район (НГР), в частности Ем-Еговская площадь, сложен породами различного состава от докембрийского до современного возраста.

Фундамент представлен породами докембрийского и палеозойского возраста. Докембрий сложен кварцитсерицитовыми, биотитовыми сланцами и амфиболитами. Палеозойские же отложения представлены сланцами, туфопесчаниками, кварцитовыми песчаниками, осадочно-вулканогенными образованиями, базальтами и являются менее метаморфизованными или неметаморфизованными породами. Максимальная глубина, вскрытая скважинами, кровли фундамента - 2665,4 м, а толщина фундамента - 491 м. также складчатое основание прорвано многочисленными интрузиями кислого, реже среднего и основного состава.



В сводном разрезе Красноленинского НГР присутствуют древние коры выветривания. Они имеют преимущественно каолиновый состав и формировались в пермско-нижнетриасовое время.

Осадочный чехол имеет возраст от юрского до современного включительно. На рисунке 7 приведена литолого-стратиграфическая колонка для данной территории.

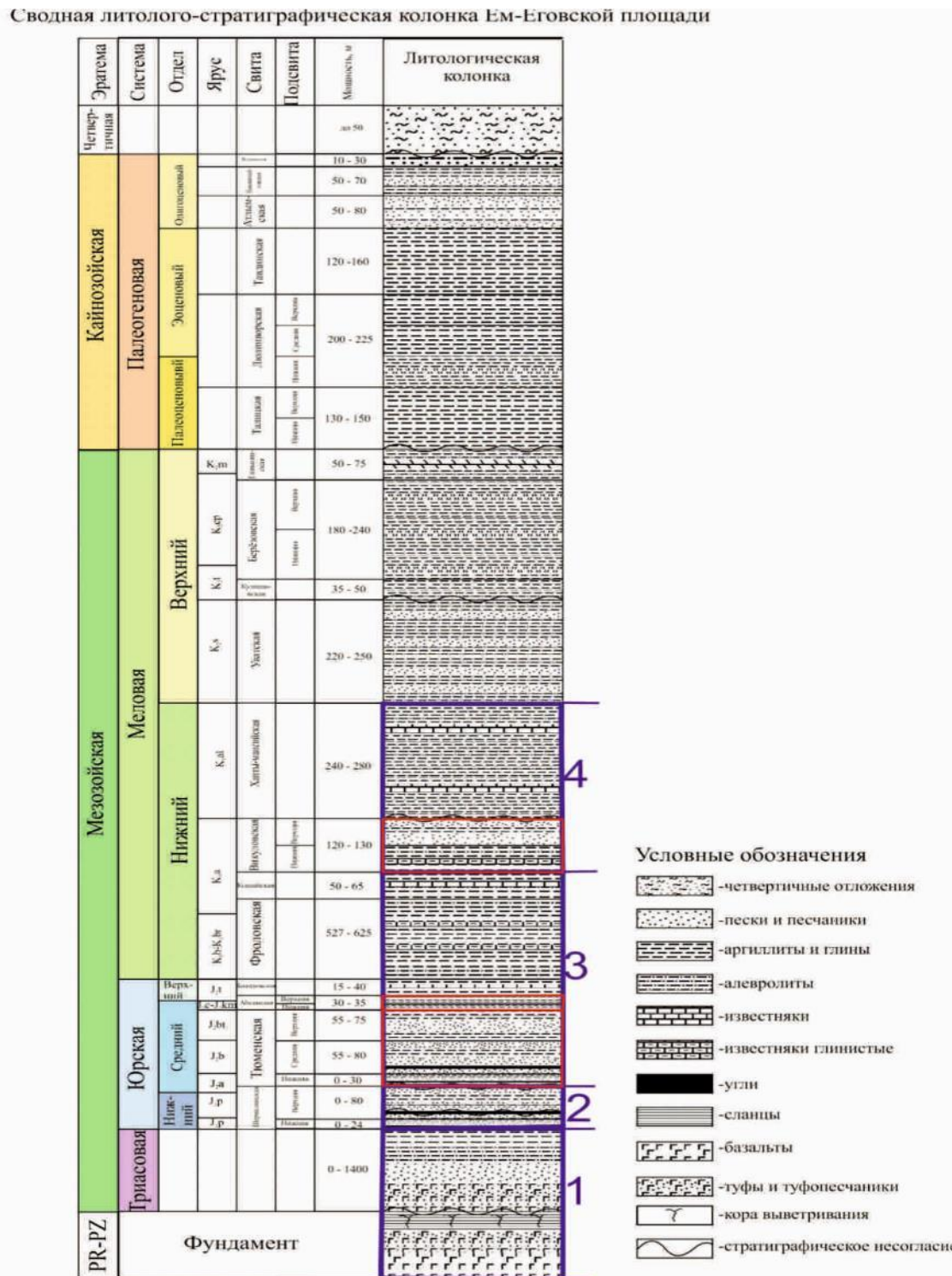


Рисунок 7 Сводный разрез Красноленинского НГР с выделенными нефтегазоносными комплексами

### **Мезозойская группа.**

**Триасовая система.** В пределах исследуемой площади триасовые образования не вскрыты.

### **Юрская система.**

Отложения юрской системы с резким угловым и стратиграфическим несогласием залегают на разновозрастных образованиях фундамента и представлены всеми тремя отделами. Отложения нижней и частично средней юры представлены континентальными, средней - переходными от континентальных к морским, а верхней - прибрежно-морскими и морскими осадками.

Нижний отдел в пределах Красноленинского района имеет ограниченное распространение. Осадки приурочены главным образом к глубоким прогибам между крупными поднятиями и к склонам Красноленинского свода. В объеме нижнего отдела выделяется *шеркалинская пачка*, сложенная преимущественно серыми песчаниками с прослоями гравелитов плинсбахского и низов тоарского возраста, определенного по споро-пыльцовому комплексу. На Ем-Еговской площади породы *шеркалинской свиты* распространены на юге и юго-востоке от изучаемой территории. В разрезе шеркалинской свиты выделяются две подсвиты - нижняя и верхняя.

В *нижней подсвите* присутствуют две пачки. Первая пачка соответствует пласту **ЮК<sub>11</sub>** и сложена кварцевыми гравелитами и грубозернистыми песчаниками. Вторая пачка (тогурская глина) сложена темно-серыми глинами с прослоями алевролитов. Пачка является разделом между пластами **ЮК<sub>11</sub>** и **ЮК<sub>10</sub>**.

*Верхняя подсвита* шеркалинской свиты также представлена двумя пачками. Нижняя пачка соответствует пласту **ЮК<sub>10</sub>** и сложена кварцевыми песчаниками, гравелитами. Отмечаются глинисто-алевритистые и углистые прослои. Встречается растительный детрит, единичные фораминиферы, двустворки. Верхняя пачка (радомская) представлена глинами темно-серыми аргиллитоподобными.

Общая мощность шеркалинской свиты - 0 – 100 м.

*Тюменская свита (средний отдел).* Породы тюменской свиты залегают в основании платформенного чехла и имеют широкое площадное распространение. На Ем-Еговской площади разрез тюменской свиты на полную толщину вскрыт большинством пробуренных скважин за исключением тех, которые закладывались целевым назначением на викуловский горизонт.

В разрезе тюменской свиты выделяется три подсвиты: нижняя, средняя и верхняя.



*Нижняя подсвита* (пласты ЮК<sub>7,9</sub>) представлена песчаниками, алевролитами, гравелитами и аргиллитами с редкими прослоями углей, углистых аргиллитов и конгломератов. В пределах Ем-Еговской площади отложения нижней пачки распространены только на далеких окраинах поднятий и в глубоких прогибах. Наблюдается большое количество органических остатков, представленных обугленными остатками древесины, углистым детритом. Ааленский возраст описываемых отложений подтвержден спорово-пыльцевыми комплексами. Мощность нижней подсвиты – 50 – 60 м.

*Средняя подсвита* (пласты ЮК<sub>5,6</sub>) представлена переслаиванием аргиллитов и алевролитов с прослоями и линзами песчаников, углей, углистых аргиллитов. Байосский возраст средней пачки подтвержден спорово-пыльцевыми комплексами. Мощность средней подсвиты – 60 – 80 м.

*Верхняя подсвита* (пласты ЮК<sub>2,4</sub>) представлена чередованием прослоев и линз песчаников, алевролитов и аргиллитов. В подошве пачки преобладают песчано-алевритовые разности пород. В средней части доля глинистых пород увеличивается, количество и мощность песчаных слоев уменьшается. Выше по разрезу переслаивание пород становится более ритмичным и наблюдается незначительное увеличение мощности линз и прослоев песчаников. Для пород всей верхней подсвиты характерно наличие ходов илоедов, обугленного растительного детрита, единичных двустворок, а также плоскостей оползания и смятия осадков. Батский возраст отложений подтвержден спорово-пыльцевыми комплексами. Мощность верхней подсвиты – 55 – 70 м.

Мощность раздела между пластами ЮК<sub>8,9</sub> и ЮК<sub>6,7</sub> колеблется от 1 до 12 м, между пластами ЮК<sub>6,7</sub> и ЮК<sub>4,5</sub> - от 1 до 11 м. Продуктивные пласты ЮК<sub>2,3</sub> и ЮК<sub>4,5</sub> разделены пачкой плотных аргиллитов толщиной от 1 до 9 м. Песчано-алевритовые пропластки в пределах пластов ЮК<sub>2,9</sub>, имеющие мощность от 4 до 15 м, распространены по площади прерывисто, и зачастую вообще изолированы друг от друга.

Мощность тюменской свиты в пределах Ем-Еговской площади изменяется от 165 до 210 м.

Верхнеюрские отложения в данном районе представлены морскими и прибрежно-морскими осадками. Они объединяются в абалакскую и тутлеймскую (баженовскую) свиты.

*Абалакская свита.* Представлена аргиллитами темно-серыми, слабослюдистыми с прослоями алевролитов в основании, с обилием обломков белемнитов, раковин пелеципод и отпечатков аммонитов. В верхней части свиты встречаются многочисленные конкреции железисто-марганцево-кальцитового состава с включениями глауконита. Нередко отмечаются маломощные прослои глауконитов и глауконитизированных алевролитов. В основании свиты в глинах отмечается примесь песчано-алевритового материала. Возраст

свиты установлен по аммонитам *Cardioceras Scarburgiceras*, ex. gr. *glorisum* Arkell, *Cardioceros (Plasmatoceros) ct. salymensis* Popl, *Cadoceratinas* и комплексам фораминифер *Ammobaculites tobolskensis*, *Eomarssonella paraconica*, *Plamelaria pressula*, *Haploptisragmoides canuibormis* (Отчеты геологического отдела..., 2003). Отложения свиты прослеживаются на всей территории района. Толщина абалакской свиты 30 – 35 м.

*Баженовская (тутлеймская свита)*. Согласно региональной стратиграфической схеме отложений Западно-Сибирской равнины Ем-Еговская площадь относится к Березово-Тобольской зоне Красноленинского района, который приурочен к зоне распространения отложений тутлеймской свиты. Ем-Еговская площадь находится в переходной зоне, где постепенно отложения тутлеймской свиты начинают замещаться отложениями баженовской. Здесь и далее по тексту остается название баженовской свиты как общепринятое. В данном районе осадки баженовской свиты распространены повсеместно. Они согласно залегают на породах абалакской свиты. Представлены коричневато-черными битуминозными аргиллитами с известниковистыми прослоями и рыбным детритом. Руководящая фауна представлена аммонитами *Craspedites sp. ind* *Doriplanitinae gen ind*, *Dorsoplanites sp. ind.* и комплексом фораминифер *Spirople ctammia vicinalis* (Отчеты геологического отдела..., 2003). Толщина свиты 15-40 м.

#### **Меловая система.**

В составе меловых отложений Красноленинского нефтеносного района выделяются фроловская, кошайская, викуловская, ханты-мансийская, уватская, кузнецовская, березовская, ганькинская свиты.

*Фроловская свита* залегают на баженовской и согласно перекрывается осадками кошайской свиты. Отложения свиты представлены морскими аргиллитами темно-серого цвета с прослоями глинистых известняков, алевролитов и алевролитов, также присутствует сидерит. Возраст свиты определен по спорово-пыльцевому комплексу и принимается в объеме берриаса, валанжина, готерива, баррема и раннего апта. Общая толщина фроловской свиты равна 527-640 м.

*Кошайская свита* согласно залегают на породах фроловской свиты и согласно перекрывается породами викуловской свиты. По характеру литологии свита разделяется на 2 пачки: нижнюю и верхнюю. Нижняя пачка сложена темно-серыми аргиллитами с прослоями алевролитов и глинистых известняков, присутствует углистый детрит. Верхняя же пачка сложена серыми аргиллитами с частыми прослоями светло-серых алевролитов. По спорово-пыльцевым комплексам возраст кошайской свиты принимается аптским. Общая толщина свиты 50-65 м.

*Викуловская свита* согласно залегает на кошайской свите и перекрывается ханты-мансийской. Подразделяется с некоторой долей условности на 2 подсвиты. Нижняя подсвита сложена серыми алевритами и песчаниками с прослоями глин и глинистых известняков. Также в породах много обугленных растительных остатков. Ее возраст по спорово-пыльцевому комплексу принят как поздний аптский. Верхняя подсвита сложена мелкозернистыми светло-серыми песками, глинистыми песчаниками и алевролитами с прослоями глин, присутствует много углистого детрита.

Песчаные и алевролитовые пласты часто имеют микрослоистое линзовидное строение. Линзы связаны друг с другом взаимопереходами, придающими коллектору пластово-массивное строение. Викуловская свита имеет апт – альбский возраст. Мощность свиты 120-130 м.

*Ханты-мансийская свита* согласно залегает на породах викуловской и перекрывается отложениями уватской свиты. В ней выделяются две подсвиты. Нижняя подсвита сложена темно-серыми, аргиллитоподобными глинами с прослоями алевролитов и алевритов, глинистых известняков и включениями сидерита. Также в нижней части встречается глауконит. Фаунистические остатки представлены фораминиферами *Ammobaculites fragmentarius* (внизу) и *Verneuilinoides borealis assauoviensis* (вверху), подтверждающими среднеальбский возраст подсвиты (Отчеты геологического отдела..., 2003).

Верхняя подсвиту можно разделить на 3 пачки. Нижняя пачка представлена переслаиванием алевролитов, глин и песчаников; средняя – серыми алевритами и песками с прослоями глин, содержащих углистый детрит; верхняя – глинами и серыми алевролитами с прослоями песков. Возраст подсвиты принят позднеальбским.

Мощность свиты - 240-280 м.

*Уватская свита* согласно залегает на породах ханты-мансийской и перекрывается кузнецовской свитой. Она представлена двумя пачками. Нижняя пачка сложена светло-серыми алевритами с прослоями глин, присутствует много углефицированного детрита. Верхняя представлена светло-серыми алевритами с прослоями песков, песчаников и известняков, также много углефицированного детрита. Присутствуют спорово-пыльцевые комплексы сеноманского яруса. Толщина свиты 225-250 м.

*Кузнецовская свита* согласно залегает на уватской свите и перекрывается березовской свитой.. Она представлена темно-серыми глинами с редкими прослоями глинистых алевролитов. К фаунистическим остаткам относятся фораминиферы, аммониты, чешуя рыб, лингулы.. Находки пелеципод *Jnocramus uff ladiatus Schlotch* и комплексов фораминифер *Gaudryina filiformis*, *Oseudoclavulina hastate* позволяют принять возраст

кузнецовской свиты туронским (Отчеты геологического отдела..., 2003). Общая толщина свиты 35-50 м.

*Березовская свита* повсеместно развита в пределах изучаемого района. Свита согласно залегает на породах кузнецовской и без видимого перерыва перекрывается отложениями ганькинской свиты, она имеет в своем составе две подсвиты.

Состав нижней подсвиты представлена темно-серыми глинами, слабо алевристыми, опоковидными и глинистыми опоками. В направлении с запада на восток наблюдается уменьшение степени опоковидности пород, а также появление прослоев алевролитов и песчаников. Среди фаунистических остатков определены чешуя рыб, радиолярии, фораминиферы, спикулы губок и диатомовые водоросли. Руководящая фауна представлена комплексом фораминифер *baculites subcretaceous Cushman et Alexander, textularia anceps Reuss* и комплексом радиолярий *Ommatodiseus mobilis* (Отчеты геологического отдела..., 2003).

Отложения верхней подсвиты представлены зеленовато-серыми, темно-серыми глинами с прослоями опоковидных глин, опок и стяжений пирита. Найдены богатые комплексы радиолярий *Euchito nidea* и *Prunobrachium articulatum, Prunobrachium crassum* и *Dictyomitra uralica* и фораминифер *Spiroplectamina optata, Silata* (Отчеты геологического отдела..., 2003).

Возраст березовской свиты принимается в объеме верхов поздне-туронского, коньякского, сантонского, нижнекампанского и большей части позднекампанского ярусов. Мощность березовской свиты 180-240 м.

*Ганькинская свита* представлена зеленовато-серыми, известковистыми, пластинчатыми, местами листоватыми глинами. Возраст нижней части свиты установлен как верхнекампанский по комплексу фораминифер *Spiroplectamina optata*. Маастрихтский возраст отложений определен с помощью комплекса фораминифер *Pseudruina rugosa* и *Spiroplectamina kasanveri* и остракод (Отчеты геологического отдела..., 2003). Верхняя часть ганькинской свиты с комплексом фораминифер *Brotzenella pracacuta* отнесена к датскому ярусу. Толщина свиты 50-75 м.

#### **Кайнозойская группа.**

#### **Палеогеновая система.**

Палеогеновые отложения широко развиты в пределах Красноленинского района. Они согласно залегают на меловых отложениях. Отложения палеогеновой системы представлены всеми тремя отделами: палеоценовым, эоценовым и олигоценовым. Палеоцен, эоцен и часть олигоцена сложены преимущественно морскими осадками. Породы верхов нижнего, среднего и верхнего олигоцена имеют континентальный генезис. В составе

палеогеновых отложений выделяются талицкая, люлинворская, тавдинская, атлымская, новомихайловская и журавская свиты.

*Талицкая свита* разделяется на две подсвиты. Нижняя подсвита представлена темно-серыми, алевроитистыми, местами опоковидными глинами. Отложения содержат комплекс фораминифер *Ammoscalaria friabilis* (Отчеты геологического отдела..., 2003). Нижняя подсвита сложена темно-серыми, алевроитовыми глинами, в верхней части присутствуют пропластки алевроитов и песчаников. Возраст свиты принят в объеме палеоценового отдела. Мощность отложений составляет 130-150 м.

Отложения *люлинворской свиты* согласно залегают на породах талицкой свиты и перекрываются тавдинской. Свита разделена на три подсвиты, нижняя из которых представлена светло-серыми опоками, опоковидными глинами с прослоями кварц-глауконитовых песчаников и алевролитов. Возраст подсвиты по комплексу фораминифер и радиолярий принимается как ранне- и среднеэоценовый.

Состав средней подсвиты представлен светло-серыми диатомитами и белыми диатомовыми глинами. Породы данной подсвиты имеют возраст нижней части позднего эоцена.

Верхняя подсвита сложена зеленовато-серыми, диатомовыми глинами, иногда опоковидными. Возраст определен как средняя часть позднего эоцена.

Мощность люлинворской свиты колеблется от 200 до 225 м.

*Тавдинская свита* согласно залегают на люлинворской свите и перекрывается алтымской свитой.. Свита разделяется на две подсвиты. Нижняя сложена серовато-зелеными глинами и имеет возраст верхов позднего эоцена, а верхняя, сложенная зеленовато-серыми, листоватыми глинами с пропластками алевроитов и линзочками бурых углей, имеет возраст середины нижнего олигоцена. Фауна представлена комплексом фораминифер *Criboelphidium rischtanium*, остракод (Отчеты геологического отдела..., 2003) Мощность тавдинской свиты составляет 120-160 м.

*Атлымская свита* согласно залегают на тавдинской свите и перекрывается новомихайловской. Состав представлен кварцево-полевошпатовыми песками с кварцевыми прослоями алевроитов и глин. Возраст свиты определен как средний олигоцен по споропыльцевому комплексу. Мощность - 50 – 80 м.

*Новомихайловская свита* согласно залегают на алтымской свите и перекрывается журавской. Она представлена глинами, песками, алевроитами, бурыми углями. В породах присутствует большое количество растительных остатков, спор, пыльцы, стяжений пирита. Возраст свиты принят как средний олигоцен по фауне млекопитающих. Мощность - 50-70м.

*Журавская свита* согласно залегает на отложениях новомихайловской, свиты. Породы сложены глинами, глинистыми алевритами с глауконитом и диатомитами. Журавская свита имеет возраст позднего олигоцена, определенный с помощью диатомовых водорослей и спорово-пыльцевым комплексам. Мощность свиты - 10 – 30 м.

Неогеновые отложения на данной территории отсутствуют. Четвертичные отложения несогласно перекрывают различные горизонты палеогеновых пород от журавской свиты на востоке до чеганской свиты на западе.

#### **Четвертичная система.**

Четвертичные образования распространены по всей территории Красноленинского нефтегазоносного района. Отложения четвертичного возраста представлены песками с прослоями глин, супесями, алевритами. На севере и востоке изучаемой территории развиты ледниковые отложения, в составе которых встречаются различные по размерам отторженцы. Мощность отложений достигает 50 м.

### **3.3 История геологического развития**

Эволюция Западно-Сибирского бассейна, в то числе Красноленинского свода, от докембрийского до триасового периодов в основном выводится на основании окружающих районов, она тесно взаимосвязана с эволюцией тектонических поясов на юге и юго-востоке Казахстана, других частей Центральной Азии и на востоке в сторону Монголии и Китая.

В протерозое на месте Западно-Сибирской плиты располагалась обширная Урало-Сибирская геосинклиналь. К началу палеозоя в результате байкальской складчатости большая часть территории Западной Сибири утратила черты геосинклинали, поскольку вертикальные движения земной коры способствовали то ее прогибанию, то поднятию.

Раскалывание, начиная с вендского до кембрийского геологических периодов вдоль окраины объединенного Восточно-Европейского и Сибирского протоконтинента, вызвало разделение этих двух континентальных блоков. Океанический бассейн, который открылся между континентами (Ханты-Мансийский океан), начался снова закрываться к середине силурийского периода путем субдукции под Уральский край тектонической плиты Восточно-Европейского блока (Отчеты Блэкберн...)

Тем временем Сибирь и Восточная Европа начали вращаться относительно друг друга по часовой стрелке и против часовой стрелки соответственно, привлекая различные фрагменты дуги в пространство между ними и растягивая их (рис 8). Это привело к крупномасштабным тектоническим нарушениям, вызванным горизонтальным смещениям.

Образовавшиеся треугольные клиновидные обломки коры между двумя кратоническими блоками в конце концов закупорили систему до завершения палеозойского (до позднепермского) периода. Раннемезозойский герцинский тектогенез, послуживший образованию Уральских гор, стал окончательным этапом формирования фундамента Западно-Сибирской плиты.

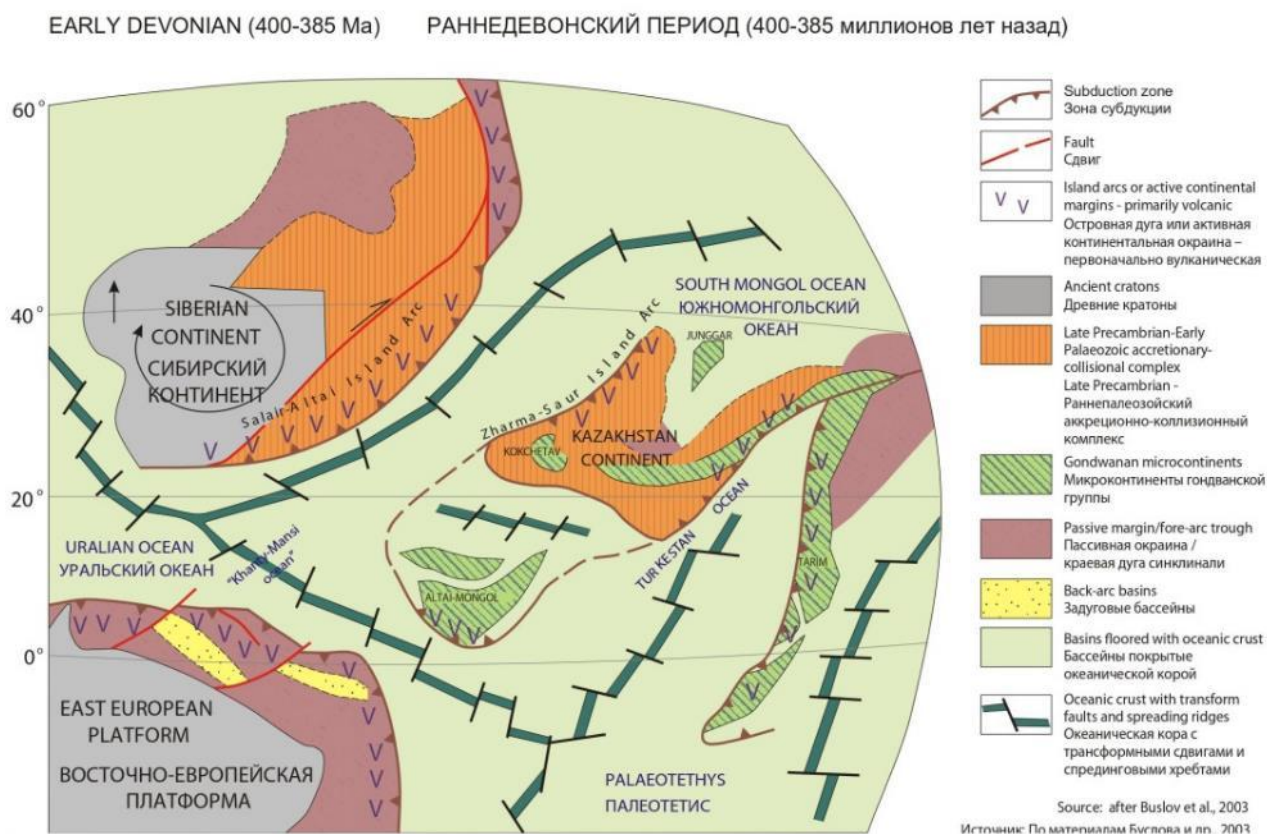


Рисунок 8 Предполагаемое расположение тектонической плиты; Раннедевонский период (Буслов М.М., 2003)

По кровле фундамента Ем-Еговское и Пальяновское поднятия образуют единую поднятую систему, расположенную в юго-восточной части исследуемой территории.

После завершения герцинской складчатости на территории Красноленинского свода началось медленное воздымание фундамента, которое способствовало формированию крупных грабенов-бассейнов и активизации вулканогенной деятельности. В результате образовался триасовый вулканогенно-осадочный комплекс туринской серии.

Характеристика района во время ранней юры в основном заключается в последовательных и регулярных, но довольно резких изменениях в палеогеографии, вызванных опусканием платформы и эвстатическими колебаниями уровня моря. Климат во время всего раннего юрского периода был теплым и влажным. Происходило дальнейшее оседание региона и повышение уровня моря в средний плинсбахский период, что связано с первым крупным морским вторжением в пределы бассейна (рис. 9). Во время позднего

плинсбахского и раннего тоарского периодов седиментационный бассейн расширился, а площадь эрозии уменьшилась. Во время плинсбахского периода Ем-Еговская площадь находилась на морском шельфе. Дальнейшее оседание региона произошло в ранний тоарский период, с уменьшением рельефа. Область отложений на дне моря распространилась далее на юг, что привело к периодическим проникновениям морской воды в центральные районы Западной Сибири, что доказано появлением микрофауны. В средний и поздний тоарский периоды происходило дальнейшее региональное оседание. Повторные эпизоды морской трансгрессии привели к периодическому проникновению моря не только в центральные, но также и в южные части Западной Сибири.

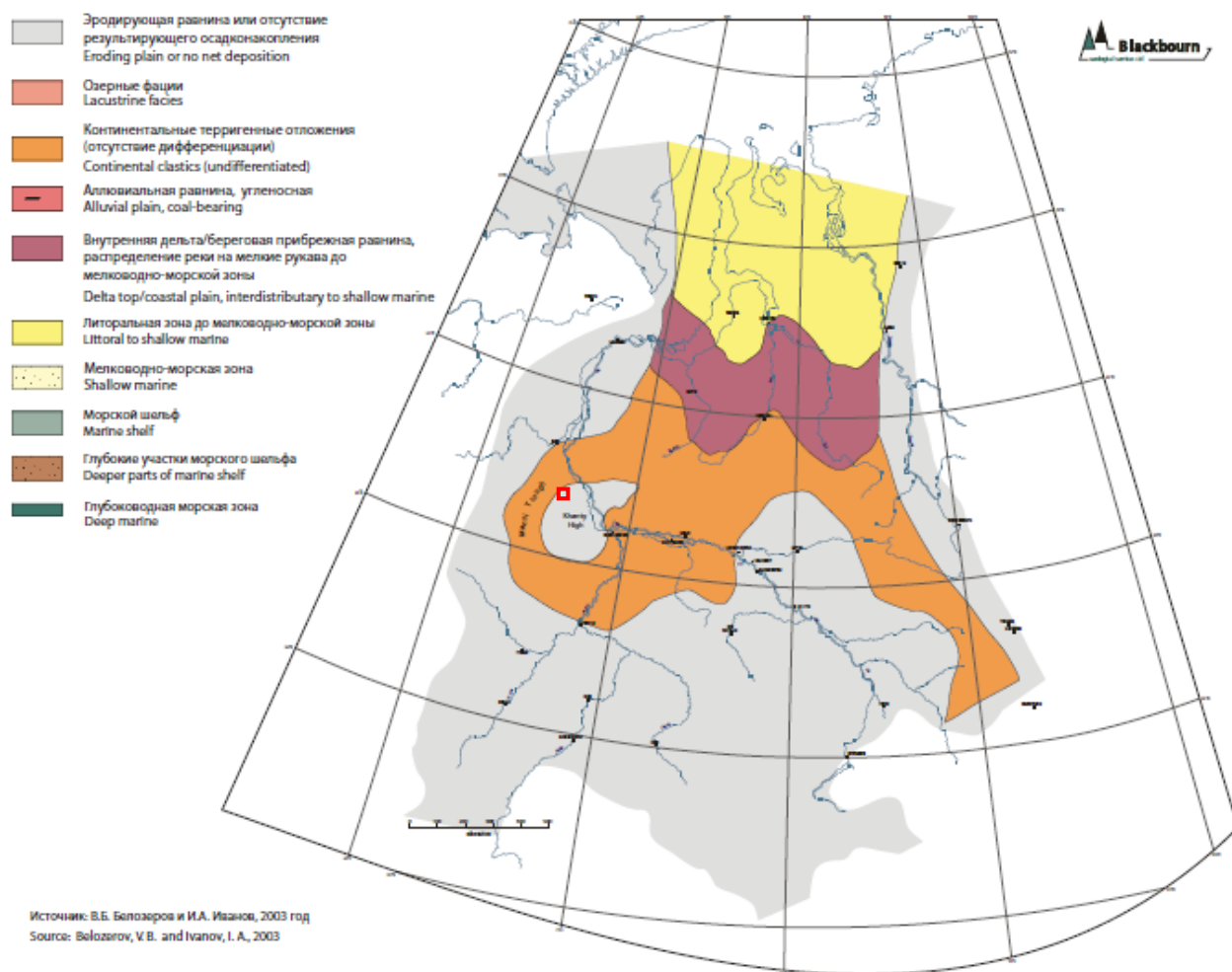


Рисунок 9 Западно-Сибирский бассейн- палеогеография плинсбахского яруса. Красный контур – Ем-Еговская площадь (Белоозеров В.Б. и Иванов И.А., 2003)

В период формирования юрских отложений на территории Краснотенинского свода существовал сильно дифференцированный рельеф, что объясняет неповсеместное площадное распространение продуктивных пластов ЮК<sub>11</sub> и ЮК<sub>10</sub>. Ярко выраженные различия в рельефе обусловлены наличием как положительных структур (Ем-Еговской,



Пальяновской, Каменной и др.), так и глубокого прогиба, расположенного в районе Талинского вала. Юрские отложения, заполняя погруженные участки постпалеозойского рельефа, выполаживали его структурные элементы.

Конец позднего тоара и начало аалена характеризуется реактивацией тектонической активности и отступлением моря. В течение всего аалена установился субаэральный режим. В период бата морская вода проникла внутрь древних зон подъема вдоль эрозионных каналов. К позднему бату, морские условия уже были хорошо установлены, и наблюдалось взаимопроникновение с континентальными отложениями в центральной части Западно-Сибирского бассейна. Основная морская трансгрессия произошла с севера, в середине кэлловея установились морские условия по всему бассейну.

Примерно на границе юрского и мелового периодов произошло поднятие краев бассейна. Подъем и локальная эрозия особо четко проявляются в районе Хатанги и на юге полуострова Ямал. Регрессия моря в конце юрского периода, скорее всего, способствовала дальнейшему обособлению южной части бассейна. В то же время, вероятно, стали проявляться наиболее возвышенные участки бассейна. Регрессия моря в конце юрского периода, скорее всего, способствовала дальнейшему обособлению южной части бассейна (Отчеты Блэкберн...).

Ем-Еговское и Каменное поднятия в течение юрского и раннемелового периода, претерпевают значительное выполаживание. Амплитуды западного и восточного куполов Ем-Еговского поднятия выравниваются, т.е. рост западного купола заметно опережает развитие восточных структур. В целом на плане отмечается тенденция к заметному нивелированию структур в восточной части площади и рост структур на западе и северо-западе территории.

Основное наступление моря на сушу началось в среднем и позднем апте и продолжалось до альбского времени. Повторная регрессия случилась во время позднего альба и продолжалась до сеноманского времени. Основное наступление моря на сушу с севера региона происходило в туронское время (рис. 10), а к середине позднего мела, бореальный морской Западно-Сибирский бассейн достиг своего максимального распространения.

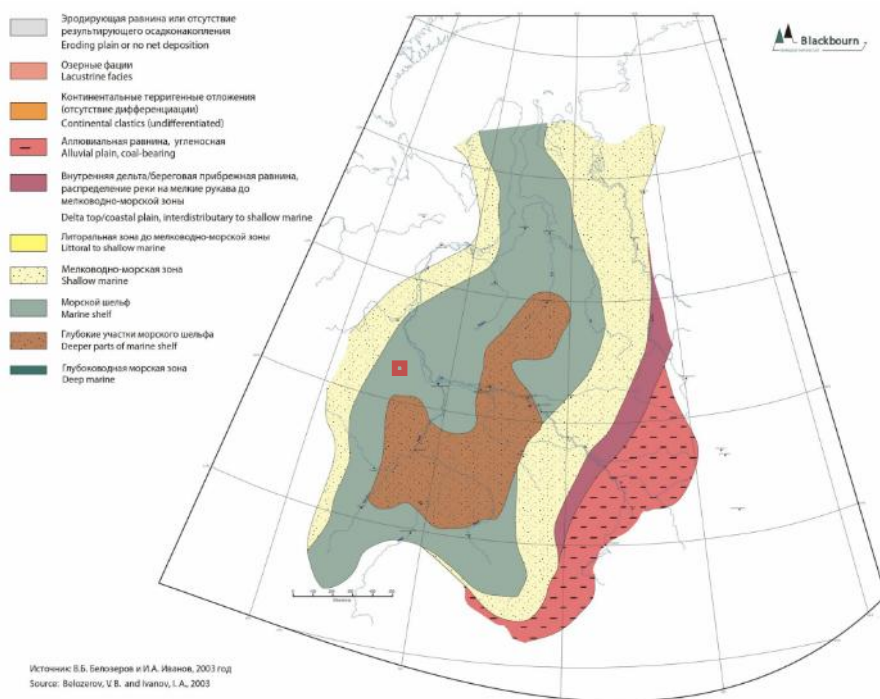


Рисунок 10 Западно-Сибирский бассейн- палеогеография туронского яруса. Красный контур – Ем-Еговская площадь (В.Б. Белоозеров и И.А. Иванов, 2003)

Во время апт-альбского периода Ем-Еговская площадь сохранила общую тенденцию к погружению восточной части исследуемого участка. Если в палеозое западная часть площади была более погруженной, чем восточная, в меловом периоде отмечается некоторая инверсия тектонических процессов в целом по площади. В тоже время сохраняются почти все локальные поднятия, отмеченные ранее.

Повторная регрессия произошла в поздне-кампанском ярусе и продолжалась до датского века. Бассейн сохранил связь с арктическим океаном через сужающийся коридор на западе от Уренгоя. В конце мелового периода связь с арктическим океаном временно исчезла, вероятно, благодаря северному сибирскому силлу, но снова восстановилась в палеоцен. В то же время стали возникать восточные и южные границы бассейна (Отчеты Блэкберн...).

В течение позднемелового-кайнозойского этапа, в частности в более короткий временной промежуток – палеоцен-современная эпоха, структурный план исследуемой территории претерпел значительные изменения, что связано с альпийским этапом тектонического развития на соседних территориях. Во время палеоцена Ем-Еговская площадь располагалась в мелководно-морской зоне.

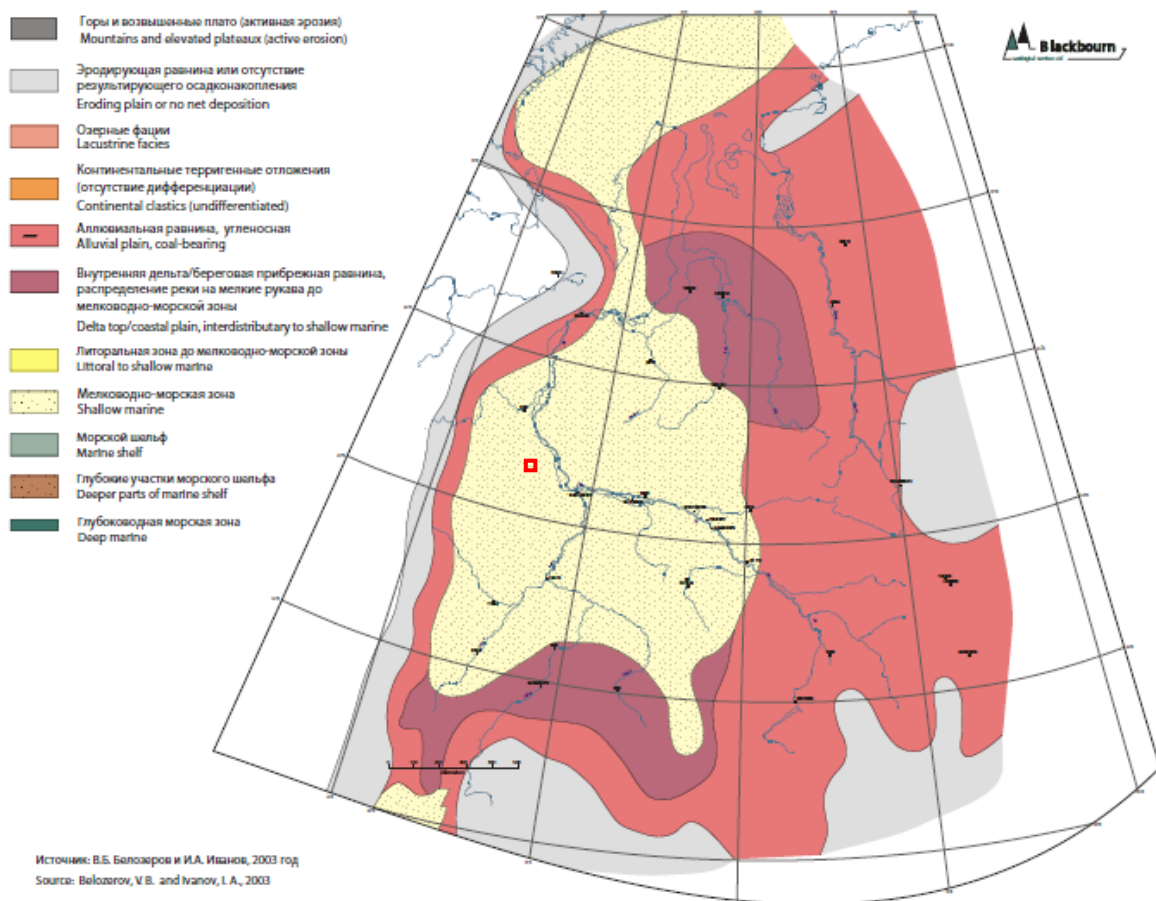


Рисунок 11 Западно-Сибирский бассейн- палеогеография палеоцена. Красный контур – Ем-Еговская площадь (В.Б. Белоозеров и И.А. Иванов, 2003)

В четвертичный период территория испытывала неоднократные опускания. В современном рельефе отчетливо выражены воздействия дифференцированных неотектонических движений.

## ГЛАВА 4 НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ РАЙОНА РАБОТ

Ем-Еговская площадь расположена в пределах Красноленинского свода, занимающего центральную часть одноименного нефтегазоносного района (НГР). Красноленинский НГР (рис. 12), в свою очередь, входит в состав Красноленинской нефтегазоносной области (НГО) Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП).

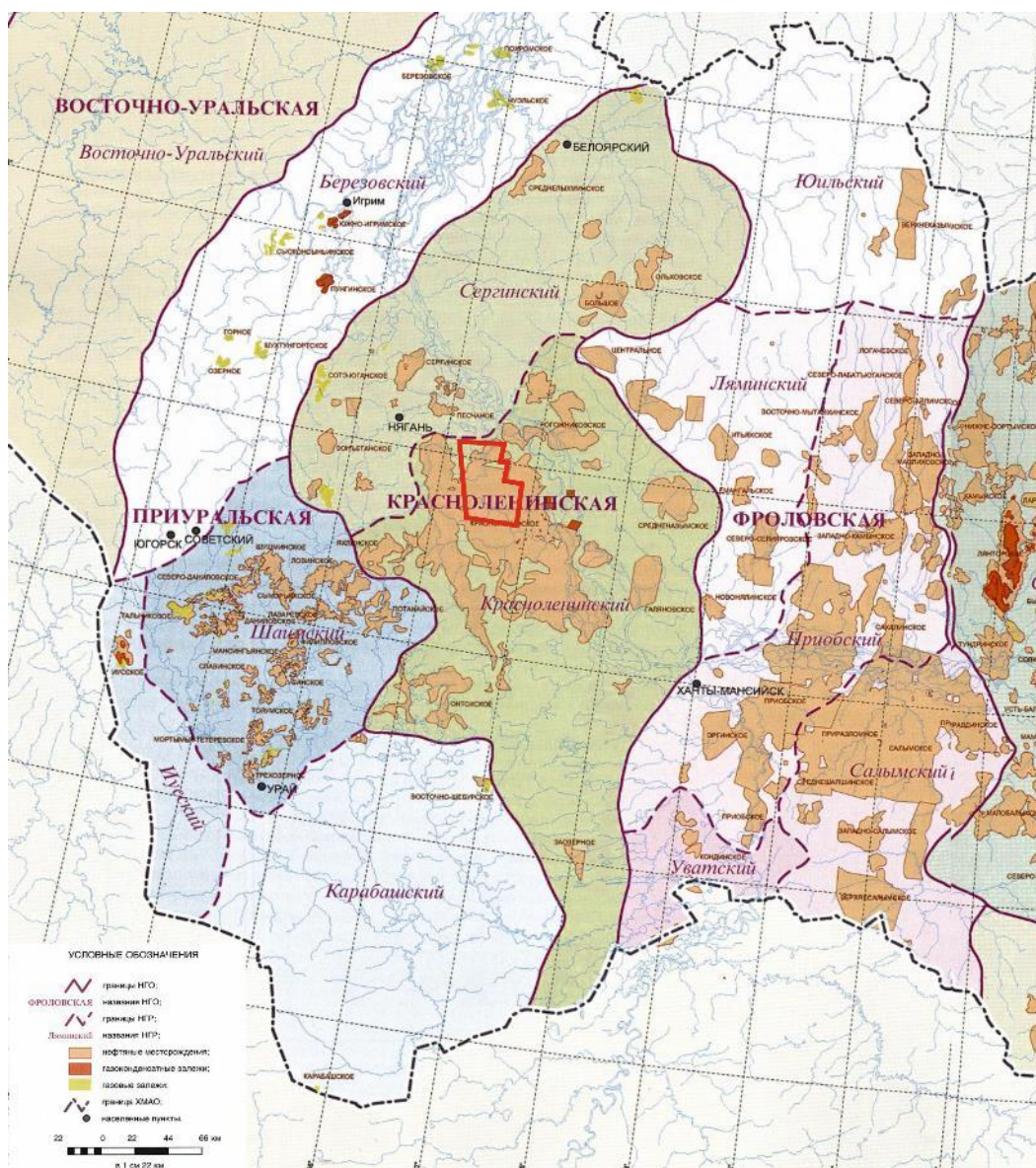


Рисунок 12 Карта нефтегеологического районирования западной части территории Ханты-Мансийского автономного округа (красным цветом обозначено Ем-Еговское месторождение)

(Алексеев В.П., 2011)

#### 4.1 Нефтегазоносные комплексы (НГК)

Промышленная нефтегазоносность Красноленинского района связана с отложениями определенного возраста. Выделяют четыре нефтегазоносных комплекса: доюрский, нижнеюрский, среднеюрско-нижнемеловой и апт-альбский (рис. 4).

Нефтеносность в пределах Ем-Еговской площади установлена в пластах викуловской свиты (пласты ВК<sub>1-3</sub>), баженовской свиты (пласт ЮК<sub>0</sub>), абалакской свиты (пласт ЮК<sub>1</sub>), тюменской свиты (пласты ЮК<sub>2-9</sub>) и доюрского комплекса.

##### Доюрский нефтегазоносный комплекс (ДЮК)

Доюрский нефтегазоносный комплекс сложен породами фундамента докембрийского и палеозойского возраста. Породы, имеющие докембрийский возраст, вскрыты скважинами на Ем-Еговской, Пальяновской и Каменной площадях. Палеозойские отложения установлены на всей территории Красноленинского свода. На западных и юго-западных склонах Красноленинского свода развит триасовый вулканогенно-осадочный комплекс, с которым обычно и связывают нефтеносность доюрских образований.

Отложения доюрского комплекса Красноленинского свода сложены преимущественно метаморфизованными породами в разной степени метаморфизма – сланцами и магматическими породами от кислого (граниты) до основного (базальты, диабазы) состава. Верхняя часть фундамента, отождествляемая по результатам геологоразведочных работ с продуктивностью доюрского комплекса, представлена слабометаморфизованными терригенными породами – сланцами (филлитами) и корами выветривания (КВ) по магматическим породам.

Из всех разновидностей пород, входящих в состав фундамента, к перспективным по содержанию углеводородных залежей можно отнести метаморфические сланцы, имеющие преимущественно кремнистый состав (таблица 1). Глинистые и слюдястые разновидности сланцев в силу низких прочностных свойств и довольно высокой пластичности не могут служить коллекторами.

Для корреляции ДЮК использовался следующий комплекс ГИС: ИК, РК, ГГК, АК, БК.

Кора выветривания представлена тремя зонами распространения. Нижняя представляет собой дезинтеграцию и изменение коренных пород по системе трещин. Средняя является зоной гидратации и выщелачивания, характеризуется массовым выносом



неустойчивых компонентов. Верхняя – зона гидролиза, в которой появляются устойчивые новообразования и возникают железо-алюминиевые панцири в кровле.

На Ем-Еговской площади кора выветривания развита по всем типам пород доюрского основания – изверженным, метаморфическим и осадочным на выступах гетерогенного фундамента, мощность меняется от 0 до 20-30 м. В то же время коллекторами в палеозойских отложениях могут быть как измененные, так и неизмененные породы фундамента, поэтому определить нижнюю границу возможного распространения коллектора не представляется возможным. Наблюдается четкая приуроченность коллекторов к наиболее приподнятым участкам доюрского основания. В оценочной скважине 1210 приток нефти дебитом 16 м<sup>3</sup>/сут из интервала 2391-2416 м, отнесенного к коре выветривания.

Все выделенные коллекторы приурочены к верхней части доюрских отложений в сводовых частях западного и центрального поднятий Ем-Еговской структуры. Толщина коллекторов меняется от 0.1 м (скважина 1861) до 9.6 м (скважина 1836) при средней толщине 4.9 м.

Из-за отсутствия между отложениями тюменской свиты и доюрского комплекса выдержанной непроницаемой перемычки можно утверждать о наличии общности гидродинамической системы пластов ЮК<sub>2-9</sub> и ДЮК.

Всего в доюрском комплексе пород выделено шесть залежей нефти литологического типа и неправильной формы, нефтеносность которых подтверждена данными ГИС или с помощью опробования. Наиболее крупная по площади залежь западного купола, вскрыта 10-ю скважинами, в том числе испытанными (1835, 1843, 10р). Залежь центрального купола вскрыта также 7-ю скважинами. В скважине 1р получен приток нефти дебитом 70 м<sup>3</sup>/сут на 8 мм штуцере. Другие залежи более мелкие, в одной из них был получен приток нефти 2.1 м<sup>3</sup>/сут при  $P_{\text{ср,заб}} = 86.9$  атм, в другой - 45.2 м<sup>3</sup>/сут на 8 мм штуцере. Средний дебит по скважинам от 0,2 до 5,76 м<sup>3</sup>/сут ( таблица 1).

Эффективные нефтенасыщенные толщины по пластам изменяются в пределах от 0.1 до 9.6 м, среднее значение равно 4.9 м. Кровля коллектора меняется от 2154 м до 2340 м. Тип коллектора - трещинно-кавернозный. Пустотность представлена трещинами и кавернами, причем емкость обусловлена главным образом микрокавернозной и псевдогранулярной пустотностью, а проницаемость связана с трещинами. Высота наиболее крупной залежи составляет 200 м, а наиболее мелкой 60 м.

Породы, отобранные из доюрского комплекса, охарактеризованы 91 определением пористости в 8 скважинах и 67 определениями проницаемости в 6 скважинах. Среднее значение пористости по керну в коллекторах составило 8.5 %, проницаемости  $0.5 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Среднее значение остаточной водонасыщенности 54.9 %.

## Свойства нефтегазонасыщенных свит

Свита	Коллектор	Плотность и вязкость нефти в пластовых условиях, т/м <sup>3</sup> и мПа*с	Фильтрационно-емкостные свойства	Дебит	Тип залежи
Викуловская (ВК1-3)	Песчано-алевролитоглинистые отложения с прослоями песчаников и глин (поровый тип)	0,824; 4.18	Пористость - 25.2 %, проницаемость – $23.7 \cdot 10^{-3}$ мкм <sup>2</sup> ,	В 13 безводных скважинах дебит 1.1-41.4 м <sup>3</sup> /сут, в 23 скважинах нефть с водой дебит 0.28-25.90 м <sup>3</sup> /сут.	Массивный, пластовый, сводовый, тектонически-экранированный
Баженовская (ЮК <sub>0</sub> )	Прослои кремнистых и карбонатных пород (вторичная пористость порово-трещинового типа)	0, 891	Пористость - 2.3 %, проницаемость – $1.3 \cdot 10^{-3}$ мкм <sup>2</sup> , остаточная водонасыщенность – 77.5 %	В 4 скважинах дебит – 37, 9 м <sup>3</sup> /сут	Условно литологический
Абалакская (ЮК <sub>1</sub> )	Переслаивающиеся отложения глинистых и алевритистых пород	0,692; 0.51	Пористость - 4.7 %, проницаемость – $1.6 \cdot 10^{-3}$ мкм <sup>2</sup> , остаточная водонасыщенность - 86 %	Приток нефти от 1-2 до 10-15 м <sup>3</sup> /сут получен в 12 скважинах;	Литологический

Свита	Коллектор	Плотность и вязкость нефти в пластовых условиях, т/м <sup>3</sup> и мПа*с	Фильтрационно-емкостные свойства	Дебит	Тип залежи
	с карбонатными прослоями (трещинно-кавернозный тип)			приток нефти от 15 до 322 м <sup>3</sup> /сут получен в 56 скважинах	
Тюменская (ЮК <sub>2-9</sub> )	Песчано-алевритовая формация (поровый)	0,691; 0,61	Пористость – 12.7 %, проницаемость – $7 \cdot 10^{-3}$ мкм <sup>2</sup> , остаточная водонасыщенность - 61 %	ЮК <sub>3</sub> – 2,23 м <sup>3</sup> /сут, ЮК <sub>4</sub> – 0,85 м <sup>3</sup> /сут, ЮК <sub>5</sub> – 52,9 м <sup>3</sup> /сут, ЮК <sub>7</sub> – 3,5 м <sup>3</sup> /сут, ЮК <sub>8</sub> – 32,2 м <sup>3</sup> /сут,	Литологический
Доюрские отложения	Глинисто-кремнистые, кварц-серицитовые и слюдистые сланцы,, коры выветривания (трещинно-кавернозный тип)	-	Пористость - 8.5 %, проницаемость - $0.5 \cdot 10^{-3}$ мкм <sup>2</sup> , остаточная водонасыщенность - 54.9 %	Дебит по скважинам от 0,2 до 5,76 м <sup>3</sup> /сут	Литологический



По балансовым запасам ДЮК имеет самое маленькое значение из всех комплексов, так как он наименее изучен. Категория  $C_1$  – 182 тыс. тонн нефти,  $C_2$  - 6373 тыс. тонн нефти.

Резервуары имеют линзовидный характер. Наибольшее распространение имеют ловушки, связанные с эрозионно-тектоническими выступами.

Флюидоупором для данного комплекса служат породы тюменской свиты, сложенной аргиллитами и алевролитами, а также шеркалинской свиты. Но покрышки имеет локальное распространение, поэтому часто ДЮК комплекс связан с вышележащими породами через систему трещин. Он выделяется в отдельный комплекс, так как сложен породами сильно отличающимися от вышележащего разреза.

### Нижнеюрский нефтегазоносный комплекс

Продуктивными пластами нижнеюрского нефтегазоносного комплекса являются ЮК<sub>10</sub> и ЮК<sub>11</sub> шеркалинской свиты. На Ем-Еговской площади данная свита вскрыта несколькими скважинами, но не имеет промышленного значения, но на Талинской площади является основным объектом разработки. Поэтому в данной работе мы не будем подробно рассматривать данный комплекс, а только определим краткие характеристики.

#### *Отложения шеркалинской свиты*

##### **Пласт ЮК<sub>11</sub>**

Пласт ЮК<sub>11</sub> несогласно залегает на образованиях фундамента и коре выветривания и представлен светло-серыми кварцевыми грубозернистыми песчаниками и гравелитами. Пласт ЮК<sub>11</sub> распространен локально, выполняя наиболее погруженные участки палеорельефа, мощность отложений по площади меняется от 0 до 60 м. Эффективная толщина изменяется от 0,6 до 34 м. Пласт ЮК<sub>11</sub> не является однородным песчаным телом, а представляет собой несколько песчано-гравелитовых пластов, разделенных прослоями и пачками глин. В коллекторах преобладают породы с  $K_p$  от 13 до 16%. Проницаемость 1-10 мД составляют 31,6 %, 10-100 мД – 28,7 %, > 100 мД - 26,1 % пород. Характерный тип залежей – стратиграфически, литологически и тектонически экранированные, характерный тип коллектора – терригенно-поровый.

##### **Пласт ЮК<sub>10</sub>**

Пласт ЮК<sub>11</sub> перекрывается песчано-гравийными отложениями пласта ЮК<sub>10</sub>. В плане пласт ЮК<sub>10</sub> также представлен узкой полосой, ширина которой изменяется в пределах от 6,5 до 16 км.

Пласт ЮК<sub>10</sub> располагается выше по разрезу. В нижней его части развиты серые крупнозернистые песчаники и гравелиты. Вверх по разрезу наблюдается постепенный переход к мелкозернистым песчаникам и алевролитам. По описаниям керна в основании пласта ЮК<sub>10</sub> часто встречаются конгломераты, состоящие из обломков осадочных пород, сменяющимися вверх по разрезу гравелитами с кварцевыми обломками и разнозернистыми песчаниками. Мощность пласта колеблется от 0,4 до 58,3 м. Средняя глубина залегания 2515-2693 м, характерный тип залежей – стратиграфически, литологически и тектонически экранированные, характерный тип коллектора – терригенно-поровый, средняя эффективная толщина 13,4 м, коэффициент пористости 14%, проницаемость  $115,4 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$

Флюидоупором для данного комплекса являются породы радомской пачки глин, образование которой связано с эвстатическим поднятием уровня моря

#### Среднеюрско-нижнемеловой нефтегазоносный комплекс

Среднеюрско-нижнемеловой нефтегазоносный комплекс включает в себя тюменскую, абалакскую и баженовскую свиты.

##### *Тюменская свита (ЮК<sub>2-9</sub>)*

Породы-коллекторы тюменской свиты представлены песчано-алевритовыми отложениями с подчиненными по мощности прослоями глин и имеют возраст аален-байосс-батский.

Наиболее продуктивные верхние отложения тюменской свиты, которые условно можно отнести к пластам ЮК<sub>2-3</sub>, относительно выдержаны по площади и обычно локализуются на крыльях и погружениях поднятиях.

Среднее значение проницаемости в коллекторах составляет  $7 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$  ( $2,4 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ ), а среднее значение пористости коллекторов по керну составляет 12,7 %. Среднее значение остаточной водононасыщенности - 61 %. Видно, что коллекторы ЮК<sub>2-9</sub> Ем-Еговской площади имеют низкие ФЕС. Также отмечается повышенная карбонатность коллекторов тюменской свиты: в среднем составляет 3,1 % (таблица 1).

Все залежи пластов тюменской свиты тектонически экранированы на северо-востоке, т.е. отделены зоной разломов от водоносных пластов Талинской площади, также встречаются литологические. Эффективные нефтенасыщенные толщины меняются в интервале 1,8-37,8 м, при среднем значении по продуктивным пропласткам 17,3 м

Покрышкой для продуктивных отложений тюменской свиты служат глинистые породы средней и нижней абалакской свиты. Их суммарная мощность составляет около 10-15 м.

Пласты ЮК<sub>9-7</sub> имеют ааленский возраста и общую мощность 50-60 м.

**Пласт ЮК<sub>9</sub>** сложен аргиллитами с прослоями и линзами преимущественно мелкозернистых песчаников и алевролитов полимиктового состава, существенно глинистых, слюдистых с обильными включениями обуглившихся растительных остатков. Отложения пласта залегают линзами, мощность линз порой достигает до 7-8 метров. На выступах фундамента отложения пласта выклиниваются.

**Пласт ЮК<sub>8</sub>** сложен, преимущественно, песчаниками и алевролитами серыми, с косой и волнистой слоистостью, с прослоями и линзами аргиллитов. В подошве песчаных пород наблюдаются галька кварца, обломки аргиллитов, сидеритизированных пород и сланцев. Отложения пласта ЮК<sub>8</sub> развиты не повсеместно, выклиниваясь на сводах поднятий.

В пласте ЮК<sub>8-9</sub> выделена одна литологическая залежь нефти. Отдельно пласт испытан в скважине 30029р, где получен приток нефти дебитом 21 м<sup>3</sup>/сут на 6 мм штуцере. Также проводились испытания в скважинах 30026р, 602р, 702р, 70р и 71р на северо-западе залежи, на западном куполе нефтеносность установлена по данным ГИС в скважине 141р, на юго-западе – данными испытаний скважины 30029р и ГИС в скважинах 504р и 538р. Еще нефтеносность подтверждена по данным ГИС и испытаний скважин в 462р, где получен приток нефти дебитом 32.2 м<sup>3</sup>/сут на 6 мм штуцере, 61р, 13р, 434р, 30007р. Эффективные толщины в скважинах изменяются в пределах от 1.6 до 12.4 м.

**Пласт ЮК<sub>7</sub>** сложен переслаиванием аргиллитов, песчано - алевролитовых пород и углей. Песчаники и алевролиты серые, мелкозернистые, преимущественно полевошпатовые с глинистым и карбонатным цементом, обогащенные углефицированным детритом.

В пласте ЮК<sub>7</sub> выделена одна литологическая залежь нефти. Отдельно пласт испытан в скважинах 122р и 462р. В скважине 462р получен приток нефти с дебитом 5.6 м<sup>3</sup>/сут при Н<sub>сдл</sub>=1358 м.

Нефтеносность отложений, подтверждается результатами ГИС в скважинах 1280, 434р, 30025р, 30019р, 548р, 30007р, 30027р и данными совместных испытаний в скважинах 561р, 13р, 44р и 16р, 462р и 18р. В скважине 18р. получен непромышленный приток нефти с дебитом 1.12 м<sup>3</sup>/сут при Н<sub>сдл</sub>=1428 м. Эффективная толщина изменяется в пределах от 1 до 10м.

Пласты ЮК<sub>6-2</sub> имеют байосс-батский возраст. Общая мощность пластов ЮК<sub>6-5</sub> - 60-80 м, а ЮК<sub>4-2</sub> - 55-70 м.

**Пласт ЮК<sub>6</sub>** представлен песчаными породами, которые залегают в виде прослоев и линз по всему разрезу пачки, сложенной чередованием алевролитов и аргиллитов с прослоями углей. Песчаники серые мелкозернистые с глинистым и карбонатным цементом. Дефицит песчаного материала обусловил линзовидное строение пласта.

В пласте ЮК<sub>6</sub> выделена одна литологическая залежь нефти. Нефтеносность залежей подтверждена данными совместных испытаний нескольких объектов и результатами ГИС, но отдельных положительных испытаний пласта ЮК<sub>6</sub> нет. Нефтеносность установлена по результатам ГИС в скважинах 1280, 1283, 540р, 1868, 1121, 1126, 547р; при совместном испытании с пластами ЮК<sub>0</sub> - ЮК<sub>5</sub> в скважине 561р получен приток нефти дебитом 22.6 м<sup>3</sup>/сут на 6 мм штуцере, в скважине 3р - Q<sub>н</sub> = 78.6 м<sup>3</sup>/сут на 8 мм штуцере в интервале пластов ЮК<sub>0</sub> - ДЮК; в скважине 13р - Q<sub>н</sub> = 28 м<sup>3</sup>/сут на 6 мм штуцере в интервале пластов ЮК<sub>1</sub> - ДЮК, в скважине 15р - Q<sub>н</sub> = 108 м<sup>3</sup>/сут на 8 мм штуцере в интервале пластов ЮК<sub>1</sub> - ДЮК, в скважине 462р - Q<sub>н</sub> = 5.4 м<sup>3</sup>/сут в интервале пластов ЮК<sub>0</sub> - ЮК<sub>7</sub>. Эффективная толщина пласта ЮК<sub>6</sub> меняется от 0.8 до 13.6 м.

**Пласты ЮК<sub>4</sub> и ЮК<sub>5</sub>** слагают единую пачку, характеризующую начало следующего цикла и являющуюся переходной от континентальных образований к морским. Продуктивные пласты представлены серыми мелкозернистыми песчаниками и алевролитами с карбонатным и глинистым цементом. Характеризуются линзовидно - мозаичным строением с частыми выклиниваниями и слияниями песчаных тел, литологически резко изменяются как по площади, так и по разрезу. Для данных пластов выделяется одна литологическая залежь нефти.

Отдельно пласт ЮК<sub>5</sub> испытан в четырех скважинах: 462р, 547р, 30023р, 30018р. В скважинах 547р и 30018р получены притоки нефти с дебитами 52.9 м<sup>3</sup>/сут при H<sub>сду</sub>=801 м и 47.0 м<sup>3</sup>/сут на 8 мм штуцере соответственно. Эффективная нефтенасыщенная толщина составляет в среднем по залежи 5.2 м.

Отдельно пласт ЮК<sub>4</sub> испытан в шести скважинах: 9р, 515р, 469р, 30018р, 30023р. В скважине 30018р получен непромышленный приток нефти 0.70 - 0.85 м<sup>3</sup>/сут при P<sub>ср.заб</sub>=110 атм. В остальных скважинах притоки нефти получены при совместных испытаниях пластов тюменской свиты. Эффективная нефтенасыщенная толщина варьирует в пределах от 0.6 до 10.8 м, в среднем составляя 3.9 м.

**Пласт ЮК<sub>3</sub>** формировался на завершающей стадии отложения осадков тюменской свиты, когда активность процессов седиментации затухала. Пласт ЮК<sub>3</sub> сложен

аргиллитами с прослоями и линзами песчаников и алевролитов. Песчаники и алевролиты серые мелкозернистые полимиктовые, характеризуются резкой литологической изменчивостью.

Отдельно пласт испытан в трех скважинах. Приток нефти получен только в скважине 30017р с дебитом  $Q_n=2.23 \text{ м}^3/\text{сут}$ . В остальных скважинах притоки нефти получены при совместных испытаниях пластов тюменской свиты. Литологическая залежь осложнена зонами выклинивания коллектора на северо-востоке площади и отсутствием пласта в местах выхода доюрского основания в скважинах. Нефтеносность залежи подтверждена совместными испытаниями и эксплуатацией 91 скважины, в том числе 49 разведочных, из которых получены притоки от  $0.32 \text{ м}^3/\text{сут}$  в скважине 8р до  $213 \text{ м}^3/\text{сут}$  в скважине 463р, а также результатами ГИС. Наивысшая отметка кровли пласта составляет  $-2197 \text{ м}$ . Эффективная толщина изменяется от 1.2 до 15.0 м на центральном куполе, от 2.6 до 9.8 м на западе и от 1.8 до 14.8 м в восточной зоне.

**Пласт ЮК<sub>2</sub>** формировался в условиях начала трансгрессии моря. В северной части площади песчаные тела связаны с конусами выноса обломочного материала в водный бассейн (дельты), которые формируют компактно расположенные песчаные линзы.

Отдельно пласт ЮК<sub>2</sub> испытан в 3-х скважинах: 50р, 141р, 30018р. В скважинах 50р и 141р притока не получено. В скважине 30018р из интервала ЮК<sub>2</sub> (2310 – 2320 м) получен приток нефти  $4 \text{ м}^3/\text{сут}$  с поглощением в интервале абалакской свиты. Совместные испытания пласта ЮК<sub>2</sub> с вышележащими пластами абалакской и тюменской свит в 33-х скважинах дали приток нефти от 0.3 до  $300 \text{ м}^3/\text{сут}$ . Эффективные толщины на западном куполе больше, чем на центральном и достигают 8.4 м в скважине 1871, меняясь в диапазоне от 1.2 до 8.4 м. На центральном куполе эффективные толщины изменяются от 0.8 до 5.8 м. В целом по залежи эффективные нефтенасыщенные толщины меняются от 0.8 до 8.4 м при среднем значении с учетом зон постепенного выклинивания – 3.7 м.

Запасы для пластов ЮК<sub>2-9</sub> категории С<sub>1</sub> – 290622 тыс. т, а С<sub>2</sub> – 221564 тыс. т.

#### *Абалакская свита (ЮК<sub>1</sub>)*

Отложения абалакской свиты (**пласт ЮК<sub>1</sub>**) представлены переслаивающимися отложениями глинистых и алевритистых пород, и расчленяются на две части – верхнюю, преимущественно алевритистую и нижнюю, преимущественно глинистую. Отложения свиты накапливались при низких скоростях седиментации и характеризуют начало некомпенсированного осадконакопления в относительно глубоководном верхнеюрском морском бассейне.

По данным испытаний продуктивные отложения абалакской свиты концентрируются, в основном, в пределах Ем-Еговского поднятия.

В отложениях абалакской свиты выделены два типа коллектора - трещинно-кавернозные карбонатизированные маломощные прослои и трещиноватые аргиллиты. Максимальные области распространения карбонатизированных прослоев с трещинно-кавернозным типом пористости приурочены, в основном, к склону Ем-Еговского поднятия.

Анализ распределения продуктивных интервалов, вскрытых в составе баженовской и абалакской свит в пределах Ем-Еговской площади, показал, что наиболее высокодебитные притоки получены из пластов, приуроченных к границе между баженовской и абалакской свитами, а также из верхней и средней, реже нижней части абалакской свиты.

Продуктивными в отложениях баженовской и абалакской свит являются прочные, но хрупкие разновидности пород кремнистого и карбонатного состава. Именно в этих разновидностях пород под действием вторичных процессов, обусловленных тектоническими движениями, сопровождаемыми гидротермальной проработкой, возникают трещинные и трещинно-кавернозные коллекторы.

От вышележащей толщи баженовских отложений отделены глинистой перемычкой толщиной 0.1-22.0 м и составляющей в среднем по площади 6.25 м. Самостоятельно пласт ЮК<sub>1</sub> опробован в 30 скважинах. При этом приток нефти от 1-2 до 10-15 м<sup>3</sup>/сут получен в 12 скважинах; приток нефти от 15 до 322 м<sup>3</sup>/сут получен в 56 скважинах (таблица 1).

Среднее значение пористости 4.7 %, проницаемости –  $1.6 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Остаточная водонасыщенность составляет 86 %.

Наиболее продуктивными являются зоны развития трещинно-кавернозных карбонатизированных прослоев, пористость которых на порядок выше, чем аргиллитовой толщи. В целом залежь условно литологическая.

Запасы категории С<sub>1</sub> – 27293 тыс. т, а С<sub>2</sub> – 66418 тыс. т.

#### *Баженовская свита(пласт ЮК<sub>0</sub>)*

В баженовской свите, кроме карбонатных и кремнистых пород, широко развиты керогеновые разновидности пород, обогащенные органическим материалом. Именно они содержат повышенную концентрацию автохтонных битумоидов. Поэтому главная особенность пород ЮК<sub>0</sub> заключается в том, что они являются нефтематеринскими.



Коллекторами в баженовской свите являются прослой кремнистых и карбонатных пород с вторичной пористостью порово-трещинного типа.

В районе Красноленинского свода доказана нефтеносность баженовской свиты в районах устойчивых палеоподнятий (Каменная и Ем-Еговская структуры).

Отложения баженовской свиты (пласт ЮК<sub>0</sub>) опробованы в скважинах 94р, 463р, 586р, 602р, 30019р, 30029р. При этом в скважинах 94р, 602р и 30019р притоков не получено. Приток нефти дебитом 213 м<sup>3</sup>/сут при Н<sub>сдл</sub>=1198 м и 38.6 м<sup>3</sup>/сут на 10 мм штуцере получен соответственно из скважин 463р и 586р (опробованы совместно с пластом ЮК<sub>1</sub>). В скважине 30026р (скважина так же опробована совместно с ЮК<sub>1</sub>) при испытании в процессе бурения получена нефть дебитом 37.9 м<sup>3</sup>/сут. Совместное испытание пластов баженовской, абалакской и тюменской свит проведено еще в 14 скважинах.

Залежь тектонически экранирована на северо-западе зоной разломов от Талинского месторождения. Тип залежи возможно литологический, так как наиболее продуктивный коллектор представлен тонкими проницаемыми прослоями незначительной мощности. Общая высота залежи в пределах лицензионного участка около 300 м.

Наибольшие эффективные толщины приурочены к западному и центральному куполам Ем-Еговской площади, где они достигают 15.9 м. В целом по площади диапазон изменения нефтенасыщенных толщин составляет 1.1 – 15.9 м при среднем значении 5.9 м.

Проницаемость пород пласта ЮК<sub>0</sub> составляет  $1.3 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, а среднее значение пористости составляет 2.3 %. Остаточная водонасыщенность в среднем составляет 77.5 % (таблица 1).

Балансовые запасы баженовской свиты категории С<sub>1</sub> – 2500 тыс. т, С<sub>2</sub> – 54978 тыс. т.

Для всего рассматриваемого комплекса, включающего пласты ЮК<sub>0-9</sub>, запасы составляют категории С<sub>1</sub> – 320415 тыс. т, С<sub>2</sub> – 342960 тыс. т.

Для данного комплекса покрывкой являются мощные 500 м отложения фроловской толщи, представленные в основном аргиллитами. Нефтематеринскими породами – тюменская и баженовская толща.

### Аптско-альбский нефтегазоносный комплекс

#### *Викуловская свита (пласты ВК<sub>1</sub> и ВК<sub>2-3</sub>)*

Данная свита подразделяется на две части. Нижняя подсвита сложена морскими глинисто-алевритовыми породами с подчиненными прослоями глинистых известняков.

Вверх по разрезу количество алевроитового материала увеличивается. Возраст ее принят, как поздний аптский. Верхняя подсвета имеет преимущественно алевроито-песчаный состав с линзами и прослоями глин. Глины серые и темно-серые, обогащенные алевроитовым материалом.

Мощность нижней части викуловской свиты – 125-140 м, а верхней – 135-165 м. Глубина залегания 1350 – 1600 м.

Пласт ВК<sub>1</sub> приурочен к кровельной части викуловской свиты. Его общая толщина меняется в пределах 20-31 м, эффективная – от 5 до 12 м.

Викуловские отложения на Ем-Еговской площади продуктивны на северо-западном, западном и центральном куполах структуры и на восточной оконечности Ем-Еговской лицензионной зоны.

Пласт ВК<sub>2</sub> отделяется от ВК<sub>1</sub> 0 до 6-8 м глинистым пластом, содержащим прослой известняка равный 2-4 м.

Всего на Ем-Еговской площади викуловская свита испытана в 46 разведочных скважинах. В целом основная нефтяная залежь пластов ВК протягивается с северо-запада на юго-восток. Протяжённость месторождения в этом направлении составляет 41 км. Эффективные нефтенасыщенные толщины по пластам викуловской свиты в целом меняются в пределах от 0.4 до 33.0 м.

*Западный купол.* Залежь имеет изометричную форму. Наивысшая отметка кровли нефтенасыщенного коллектора в этой зоне составляет -1308 м. Диапазон нефтенасыщенных толщин составляет от 0.7 до 24.2 м. ВНК принят на абсолютной отметке (а.о.) -1344 до -1359 м. Залежь пластово-сводового типа, на всей площади подстилается подошвенной водой. Нефтеносность залежи подтверждена результатами многочисленных испытаний разведочных скважин и результатами добычи продукции из эксплуатационных скважин.

*Северо-западная зона (Сосново-Мысская)* вскрыта шестью скважинами. Нефтеносность залежи подтверждена испытаниями в скважине 604р, где по результатам испытаний из интервала с абсолютными отметками от -1350.8 до -1354.6 м получен приток безводной нефти с  $Q_n = 4.2 \text{ м}^3/\text{сут}$ . В скважине 602р получен приток нефти с водой:  $Q_n = 3.8 \text{ м}^3/\text{сут}$ ,  $Q_v = 3.6 \text{ м}^3/\text{сут}$ . Водонефтяной контакт на северо-западе площади принят на а.о. от -1343 до -1354 м. Наивысшая отметка кровли коллектора по результатам построений составляет -1338 м.. Диапазон нефтенасыщенных толщин от 0.6 до 5.8 м.

*Центральный купол* – наибольший по площади и по запасам. Нефтеносность подтверждена результатами многочисленных испытаний по разведочным и эксплуатационным скважинам. Скачок ВНК между южной оконечностью центрального

эксплуатационного участка и районом скважин 584р и 17р с а.о. от –1361 м до –1370 м обусловлен тектоническими нарушениями. Залежь пластово-сводового типа. Диапазон эффективных нефтенасыщенных толщин от 2.9 до 28.7 м.

От основной залежи центрального купола на севере и на юге отделены две тектонически экранированные зоны. Северная, расположенная в районе скважины 588р, имеет размеры 7.5 x 2.5 км, южная, в районе скважин 584р и 17р, 8.0 x 3.0 км.

*Восточная зона* отделена от основных залежей западного и центрального куполов сериями разломов. Выделены четыре блока с разными отметками ВНК.

Первый блок находится в районе скважин 7р, 5110, 1229, 15р, 562р. В результате испытания в скважине 7р получены притоки безводной нефти, в скважине 562р получен приток нефти с водой. ВНК в этом блоке принят на а.о. от –1376.0 до -1384.5 м. Залежь в районе первого блока массивная, тектонически экранированная с запада и востока. Диапазон эффективных нефтенасыщенных толщин от 0.7 до 14.3 м.

Второй блок расположен в районе скважин 30025р, 1445, 30015р, 3р. Водонефтяной контакт в этом блоке принят на а.о. -1390 – -1397 м. Залежь в районе второго блока тектонически экранированная с запада и востока. Средние эффективные нефтенасыщенные толщины по этому блоку равны 3.3 м.

Третий блок находится в районе скважин 548р, 24р, 418р, 28р. Отметка ВНК по третьему блоку принята на а.о. от -1400 до -1412 м. Залежь в районе третьего блока неправильной формы длиной 12 км и шириной до 5 км, с запада и востока ограничена тектоническими нарушениями. Высота залежи около 25 м. В северной части этой залежи в районе скважин 541р и 30019р, отделенной тектоническим нарушением, ВНК отбивается на а.о. –1412 м.

Четвертый блок расположен в районе скважины 543р. ВНК принят на а.о. от -1416 до -1422 м. Залежь в районе четвертого блока имеет длину около 19.5 км с севера на юг и 2 км в ширину. Залежь, тектонически экранированная, раскрывается на восток за пределы границ лицензионного участка.

Продуктивные отложения викуловской свиты (пласты ВК<sub>1</sub> и ВК<sub>2,3</sub>) имеют возраст апт-альбский и представляют собой слоистую песчано-алевролитово-глинистую толщу с преобладанием алевролитового материала, сложенную тонким линзовидным переслаиванием прослоев песчаников, алевролитов и глин. Линзы связаны между собой взаимопереходами, придающими коллектору пластово-массивное строение. Толщина песчаных и алевролитовых прослоев в большинстве случаев составляет 5-20 см, реже 1-2 м.

Запасы составляют: категории В – 131226 тыс. т, С<sub>1</sub> – 321126 тыс. т, С<sub>2</sub> – 178577 тыс. т.

Покрышкой для викуловской свиты являются отложения нижней подсвиты ханты-мансийской свиты. Они представлены глинами и алевролитами. Отложения углисто-глинистой покрышки распространены по всей площади довольно равномерно и имеют мощность 125 - 145 м. Увеличение ее мощности отмечается на крыльях и в прогибах, а уменьшение – в присводовых частях локальных поднятий.

Значения пористости определялись по данным исследования керна, отобранного в 20 скважинах (850 определений, в том числе коллектор – 462 определения). В среднем составила 25.2 %. Породы-коллекторы пластов ВК охарактеризованы 374 определениями проницаемости из 27 скважин и относится к классу низкопроницаемых. Среднее значение проницаемости коллектора составляет  $23.7 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> (таблица 1).

Насыщенность коллекторов пласта ВК связанной водой определена по керну 18 скважин (261 определение), в том числе 255 определений в коллекторе, и составляет 0.42, изменяясь в диапазоне 0.28-0.71.

По степени смачиваемости коллекторы викуловского горизонта преимущественно гидрофильные. Избирательная система смачиваемости, при которой одна часть коллектора может быть гидрофильной, а другая гидрофобной, что приводит к различной структуре распределения нефти и остаточной воды в природном коллекторе. Именно эти особенности характеризуют нефтенасыщенные коллекторы викуловской свиты Ем-Еговской и Каменной площадей.

Виколовская свита в пределах Красноленинского НГР имеет повсеместное распространение. Отложения викуловской свиты на Талинской площади малоперспективны, так как в основном пласт водонасыщен, зато на Ем-Еговской и Каменной площадях, они являются основными объектами разработки.

#### **4.2 Состав нефти и растворенного газа**

Свойства пластовых нефтей определены по нефтеносным пластам ВК<sub>1</sub>, ЮК<sub>1</sub> и ЮК<sub>2-9</sub> и в пределах залежей они резко отличаются (таблица 2). Ввиду отсутствия информации свойства нефтей для пластов ВК<sub>2-3</sub> следует брать по аналогии с ВК<sub>1</sub>. Информация по пластам ЮК<sub>0</sub> и ДЮК отсутствует.

Таблица 2

Свойства нефтей и пластовой воды для пластов ВК<sub>1</sub>; ЮК<sub>1</sub>; ЮК<sub>2-9</sub>

Свойства	ВК <sub>1</sub>	ЮК <sub>1</sub>	ЮК <sub>2-9</sub>
Плотность сепарированной нефти, кг/м <sup>3</sup>	858	837	835
Плотность пластовой нефти, кг/м <sup>3</sup>	824	692	691
Вязкость, мПа·с	3.5	0.51	0.54
Содержание серы, %	0.41	0.26	0.29
Содержание смол и асфальтенов, %	7.45	3.14	4.26
Содержание парафинов, %	4.96	3.30	3.56
Молекулярная масса пластовой нефти, г/моль	198.61	103.73	101.27
Давления насыщения пластовой нефти, Мпа	5.6	17	14
Объемный коэффициент $b_n$ пластовой нефти в условиях однократного разгазирования	1.085	1.501	1.483
Объемный коэффициент $b_{нас}^{ст}$ нефти в условиях ступенчатого разгазирования	1.063	1.397	1.393
Сжимаемость, $K_{сж}$ , МПа <sup>-1</sup>	$9.6 \cdot 10^{-4}$	$18 \cdot 10^{-4}$	$17 \cdot 10^{-4}$
Молярная доля метана в пластовой нефти, %	16.03	28.84	28.94
Суммарное количество углеводородов состава (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> – C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	15.24	30.77	28.62
Газосодержания: $\Gamma^{одн}$ , м <sup>3</sup> /т	32	180	170
Газовый фактор $\Gamma^{ст}$ для условий ступенчатого разгазирования, м <sup>3</sup> /т	27.4	147.2	145.4
Вязкость пластовой воды, мПа·с	0.494	0.3	0.6
Газосодержание пластовой воды, м <sup>3</sup> /т	2	2,56	2.64
Плотность пластовой воды, кг/м <sup>3</sup>	993	977	977
Массовое содержание воды в нефти, %	2.12	0.11	0.2

*Викуловская свита (ВК<sub>1</sub>)*

Плотность сепарированной нефти – 858 кг/м<sup>3</sup>, пластовой – 824 кг/м<sup>3</sup>, поэтому ее можно отнести к классу средних по плотности. Вязкость – 3.5 мПа·с, следовательно нефть незначительной вязкости. Содержание серы – 0.41% - малосернистая. Содержание смол и асфальтенов – 7.45% - смолистая. Содержание парафинов – 4.96% - парафинистая. Молекулярная масса пластовых нефтей - 198.61 г/моль. Истинное значение давления насыщения пластовой нефти:  $P_{нас} = 5.6$  Мпа. Объемные коэффициенты  $b_n$  пластовой нефти

в условиях однократного разгазирования:  $b_{\text{нас}}^{\text{одн}} = 1.085$ . Объемные коэффициенты  $b_{\text{нас}}^{\text{ст}}$  для условий ступенчатого разгазирования:  $b_{\text{нас}}^{\text{ст}} = 1.063$ . Сжимаемость:  $K_{\text{сж}} = 9.6 \cdot 10^{-4} \text{ МПа}^{-1}$ . Молярная доля метана в пластовой нефти – 16.03%. Суммарное количество углеводородов состава ( $\text{C}_2\text{H}_6 - \text{C}_5\text{H}_{12}$ ) – 15.24%.

Нефтяные газы, выделяющиеся при однократном и дифференциальном разгазировании нефти сильно обогащены метаном - 66.79 и 73.78 % соответственно. Как для нефти, так и для газов наблюдается преобладание н-бутана и н-пентана над изомерами. Величина газосодержания:  $\Gamma^{\text{одн}} = 32 \text{ м}^3/\text{т}$ . Газовый фактор  $\Gamma^{\text{ст}}$  для условий ступенчатого разгазирования равен 27.4.

Вязкость пластовой воды составляет 0.494 мПа·с (при пластовой температуре 59<sup>0</sup>С), газосодержание – 2 м<sup>3</sup>/т, плотность - 993 кг/м<sup>3</sup>. Массовое содержание воды в нефти – 2.12%.,

#### *Тюменская свита (пласты ЮК<sub>1</sub> и ЮК<sub>2-9</sub>)*

Мы будем рассматривать пласты ЮК<sub>1</sub> и ЮК<sub>2-9</sub> совместно, так как их свойства близки. Плотность сепарированной нефти пласта ЮК<sub>1</sub> – 837 кг/м<sup>3</sup>, ЮК<sub>2-9</sub> – 835 кг/м<sup>3</sup>, пластовой – 692 и 691 кг/м<sup>3</sup> соответственно, поэтому их можно отнести к классу легких по плотности. Вязкость – 0.51 и 0.54 мПа·с для ЮК<sub>1</sub> и ЮК<sub>2-9</sub> соответственно, следовательно нефти незначительной вязкости. Содержание серы – 0.26% и 0.29% - малосернистые нефти. Содержание смол и асфальтенов – 3.14% и 4.26% - смолистые. Содержание парафинов – 3.30% и 3.56% - парафинистые. Молекулярная масса пластовых нефтей – 103.73 и 101.27 г/моль. Истинное значение давления насыщения пластовой нефти:  $P_{\text{нас}} = 17$  и 14 Мпа. Объемные коэффициенты  $b_{\text{н}}$  пластовой нефти в условиях однократного разгазирования:  $b_{\text{нас}}^{\text{одн}} = 1.501$  и 1.483. Объемные коэффициенты  $b_{\text{нас}}^{\text{ст}}$  для условий ступенчатого разгазирования:  $b_{\text{нас}}^{\text{ст}} = 1.397$  и 1.393. Сжимаемость:  $K_{\text{сж}} = 18 \cdot 10^{-4} \text{ МПа}^{-1}$  и  $17 \cdot 10^{-4} \text{ МПа}^{-1}$ . Молярная доля метана в пластовой нефти – 28.84% и 28.94%. Суммарное количество углеводородов состава ( $\text{C}_2\text{H}_6 - \text{C}_5\text{H}_{12}$ ) – 30.77 % и 28.62%.

Величина газосодержания:  $\Gamma^{\text{одн}} = 180 \text{ м}^3/\text{т}$  для пласта ЮК<sub>1</sub> и 170 м<sup>3</sup>/т для пластов ЮК<sub>2-9</sub>. Газовый фактор  $\Gamma^{\text{ст}}$  для условий ступенчатого разгазирования равен 147.2 и 145.4 соответственно.

Вязкость пластовой воды составляет 0.3 мПа·с и 0.6 мПа·с (при пластовой температуре 59<sup>0</sup>С) для пластов ЮК<sub>1</sub> и ЮК<sub>2-9</sub> соответственно, газосодержание – 2,56 и 2.64 м<sup>3</sup>/т, плотность - 977 кг/м<sup>3</sup> для обоих пластов. Массовое содержание воды в нефти – 0.11 и 0.2%.



Из описания, которое сделано выше, можно сделать вывод, что нефти викуловской и тюменской свит отличаются по свойствам, так как нефти пластов ЮК<sub>1</sub> и ЮК<sub>2-9</sub> находятся в условиях повышенных давлений (22.3 МПа) и температур (100 °С). Нефти ВК<sub>1</sub> имеют большую плотность, вязкость, молекулярную массу, содержание серы, парафинов, асфальтенов. Но нефти тюменской свиты имеют больший объемный коэффициент, сжимаемость, давление насыщения, газосодержание и газовый фактор.

#### 4.3 История и технология разработки месторождения

В 1962 году Красноленинское месторождение нефти было открыто разведочной скважиной 13р на Каменной площади, из которой при испытании юрских отложений в открытом стволе был получен фонтанный приток нефти дебитом 135 м<sup>3</sup>/сут.

В 1971 году в пределах Ем-Еговской площади промышленная нефть была получена в поисковой скважине 2р из отложений юрского возраста, фонтанный приток безводной нефти составил 164 м<sup>3</sup>/сут на 8 мм штуцере. В этой же скважине получена безводная нефть из отложений мелового возраста дебитом 8,5 м<sup>3</sup>/сут.

В 1982 г. была составлена технологическая схема опытно-промышленной разработки Ем-Еговской+Пальяновской площади.

В 1983 г составлена дополнительная записка к технологической схеме опытно-промышленной разработки Ем-Еговской+Пальяновской площади.

В 1985 году составлен Проект пробной эксплуатации пластов викуловской свиты Ем-Еговской площади Красноленинского месторождения.

В 1989 году составлена технологическая схема разработки Ем-Еговской и Каменной площадей Красноленинского месторождения. выделением для проведения опытно-промышленной эксплуатации залежей викуловской свиты первоочередных участков.

В 1996 году составлено Дополнение к технологической схеме разработки Ем-Еговской+Пальяновской площадей (абалакская свита).

Разработку Ем-Еговского месторождения можно разделить на 4 стадии.

**Первая стадия (1986 – 1993)** характеризуется интенсивным ростом добычи нефти, быстрым увеличением действующего фонда скважин и небольшой обводненностью продукции (рис.13). Но на данном месторождении сильное обводнение месторождения происходило практически сразу.

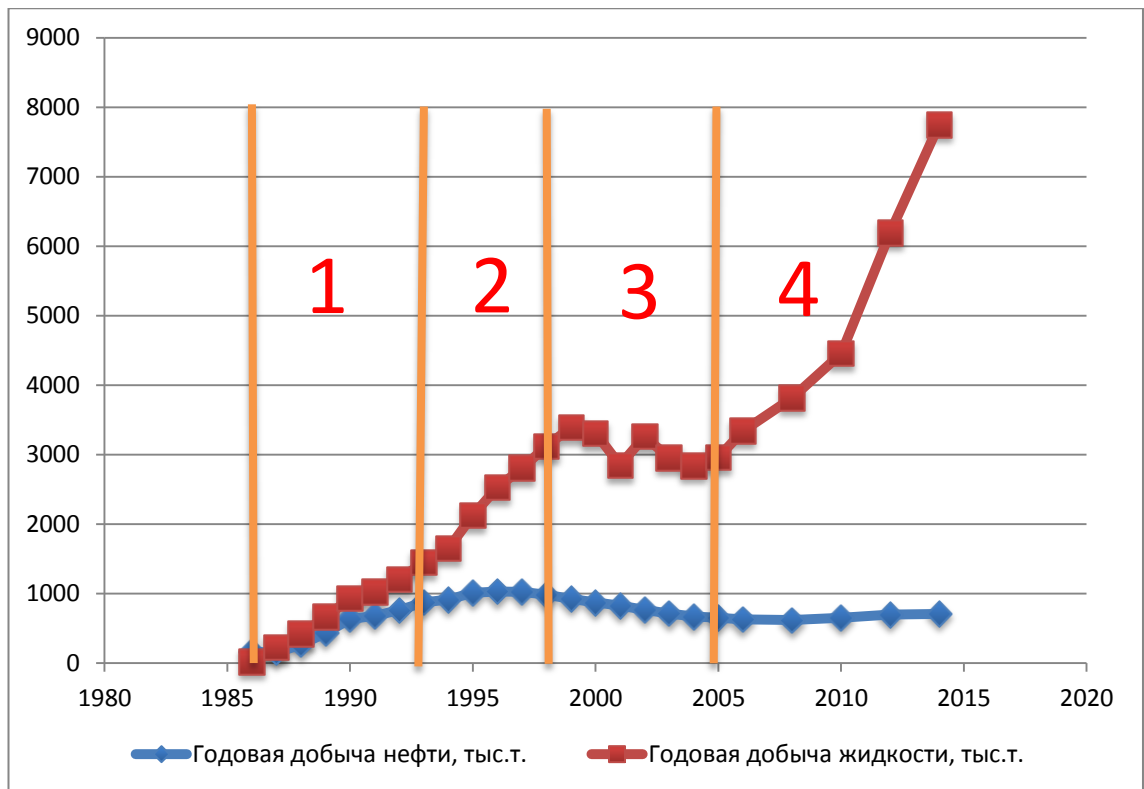


Рисунок 13 Разработка Ем-Ёговской площади с выделенными стадиями.

К концу данного периода годовая добыча нефти составляла – 874.6 тыс.т; темп отбора извлекаемых запасов – 3%, накопленная добыча – 3.826 млн.т, отбор извлекаемых запасов – 13,3%, коэффициент нефтеизвлечения – 0.046 д.ед, годовая добыча жидкости – 1454.1 тыс.т., накопленная добыча жидкости – 5.948 млн.т., обводненность продукции – 39.9%.

С 1985 по 1988 года в эксплуатацию была введена 621 скважина.

**Вторая стадия (1993 – 1998)** характеризуется поддержанием высокого уровня добычи нефти, ростом числа скважин, нарастанием обводненности продукции.

К концу данного периода годовая добыча нефти составляла – 986.4 тыс.т, а максимальная составляла 1032,8 тыс.т. в 1996 году, темп отбора извлекаемых запасов – 3.4%, накопленная добыча – 8.798 млн.т, отбор извлекаемых запасов – 30.6%, коэффициент нефтеизвлечения – 0.105 д.ед, годовая добыча жидкости – 3122.3 тыс.т., накопленная добыча жидкости – 18.183 млн.т., обводненность продукции – 68.2%

**Третья стадия (1998 – 2005)** характеризуется снижением добычи и темпом отбора нефти, уменьшением фонда скважин и прогрессирующей обводненностью продукции.

К концу данного периода годовая добыча нефти составляла – 652.2 тыс.т, темп отбора извлекаемых запасов – 2.3%, накопленная добыча – 14.23 млн.т, отбор извлекаемых запасов – 49.5%, коэффициент нефтеизвлечения – 0.171 д.ед, годовая добыча

жидкости – 2963.5 тыс.т., накопленная добыча жидкости – 39.758 млн.т., обводненность продукции – 78%.

В 2003 году фонд составлял 91 разведочных и 1001 эксплуатационных скважин на Ем-Еговской площади. Общая сумма начальных геологических запасов составила 1326145 тыс.т, запасы по категории  $BC_1$  – 420267 тыс.т, по категории  $C_2$  - 905878 тыс.т (68 % от суммарных запасов месторождения).

**Четвертая стадия (2004 – по настоящее время)** характеризуется медленно снижающимся темпом отбора нефти, большими темпами отбора жидкости, высокой медленно возрастающей обводненностью продукции, уменьшением действующего фонда скважин из-за обводнения.

К 2014 году данного периода годовая добыча нефти составляла – 710.8 тыс.т, темп отбора извлекаемых запасов – 2.5%, накопленная добыча – 17.539 млн.т, отбор извлекаемых запасов – 61%, коэффициент нефтеизвлечения – 0.21 д.ед, годовая добыча жидкости – 7751.3 тыс.т., накопленная добыча жидкости – 65.258 млн.т., обводненность продукции – 90.8%

На данной стадии эксплуатационный фонд месторождения составляет 968 скважин, в том числе 713 добывающих и 255 нагнетательных. Кроме этого, предусматривались бурение 61 вспомогательной скважины; 50 резервных и 5 разведочных скважин.

Разработка Ем-Еговской площади в первую очередь определяется викуловской свитой (абалакский ярус), данный объект находится на 4 стадии разработки, в 2009 году было получено 80% всей годовой добычи нефти; 96% годовой добычи жидкости и 99,7% годовой закачки воды месторождения. При этом на объекте задействовано 77% действующего нефтяного фонда и 98% действующего нагнетательного фонда месторождения. Разработка пластов  $VK_{1-3}$  характеризуется высокой обводненностью продукции и стабилизацией добычи нефти.

Разработка же тюменской свиты характеризуется 2 стадией, данный объект относится к трудно-извлекаемым запасам, поэтому к нему уделяется большое внимание. Проектный фонд эксплуатационных скважин (нефтяных и нагнетательных) пробурен на 90%. В меньшей степени (на 60%) от проектного фонда пробурено скважин на нижнем объекте ЮК2 тутлеймского яруса, содержащего 9% геологических и 6% извлекаемых запасов нефти. Верхний объект ЮК6 (тюменского горизонта) практически не освоен. В его разработке принимало участие 20% от проектного фонда.

Основными способами эксплуатации действующих нефтяных скважин на месторождении являются установки ЭЦН и ШГН. При этом доля ЭЦН составляет 35%

(151 скважин), доля ШГН 65% (349 скважины) действующих скважин. Большая часть накопленной добычи нефти получена за счет ЭЦН (78%) и около 22% за счет ШГН. За декабрь 2010 г. скважины, оборудованные ЭЦН, добыли 56% нефти и 65% воды от всей добычи на месторождении. Можно добавить, что начиная с 2013 года на Ем-Ёгском месторождении были осуществлены мероприятия по интенсификации добычи нефти а конкретно переводы скважин с одного способа добычи на другой (ШГН на ЭЦН). Всего было переведено 151 скважины (Отчеты геологического отдела..., 2003).

На объекте ВК<sub>1-3</sub> используют различные системы разработки (рис14). На западном участке – кольцевую систему, на центральном участке – 3-х рядную, семиточечную и блочно – замкнутую (Отчеты геологического отдела..., 2003).

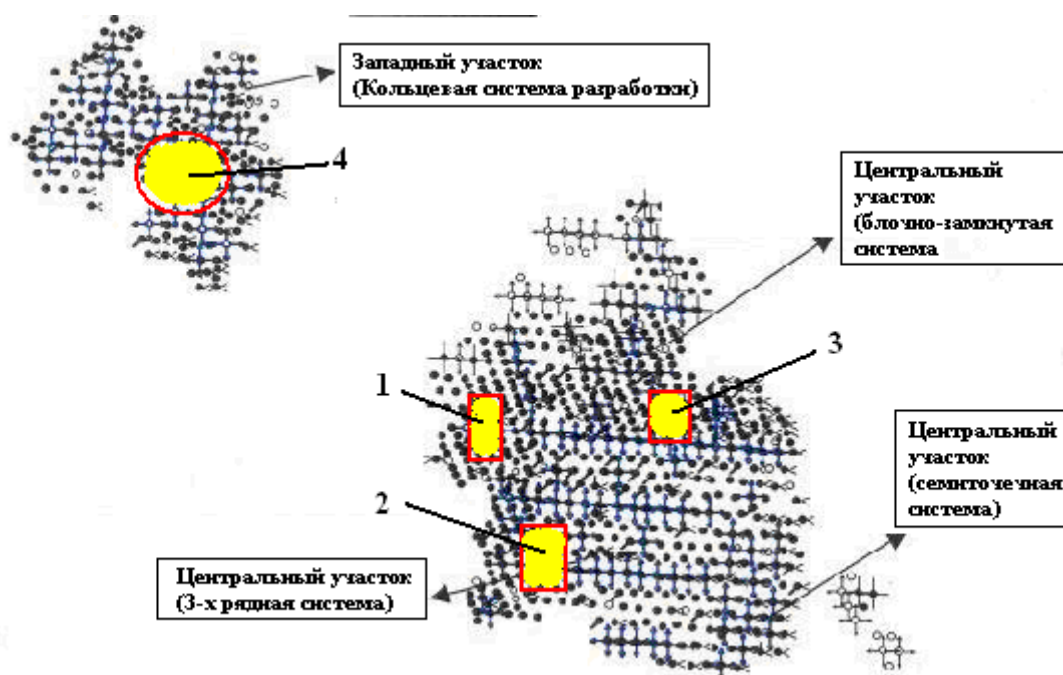


Рисунок 14 Схема расположения проектного фонда скважин на первоочередных участках эксплуатации объекта ВК<sub>1-3</sub>(Отчеты геологического отдела..., 2003).

## ГЛАВА 5 РАЗРЫВНЫЕ НАРУШЕНИЯ В ОСАДОЧНОМ ЧЕХЛЕ ПЛАТФОРМЕННЫХ ТЕРРИТОРИЙ И МЕТОДЫ ИХ ОПРЕДЕЛЕНИЯ

### 5.1 Основы структурно-геоморфологического метода

Изучение разрывных нарушений на платформах, особенно неотектонических и современных, крайне важно, поскольку их необходимо учитывать при разработке нефтяных месторождений.

Часто разломы осадочного чехла привязывают к линеаментам - зонам повышенной трещиноватости на поверхности, которые коррелируют с разломами в породах фундамента.

В последние годы большинство ученых пришло к выводу о том, что основной причиной деформирования платформенных территорий являются процессы глобального рифтогенеза и континентальной коллизии (Zoback et al., 1989). Важно отметить, что в кайнозойских отложениях зоны разломов разрабатываются современными водотоками, а заметное различие отметок рельефа в разных крыльях линеаментов также может указывать на вертикальную составляющую неотектонического перемещения.

Многолетнее исследование разломов платформенных территорий с помощью методов реконструкции тектонических напряжений – кинематического (Гущенко О.И., 1979) и статистического (Николаев П.Н., 1992) - позволило подтвердить активизацию этих разломов в новейшее время и определить кинематический тип перемещений по ним как сдвиговый. Для изучения разломов платформ и реконструкции неотектонических напряжений был разработан **структурно-геоморфологический метод (СГМ)** (Сим Л.А., 1991).

Основу СГ метода составляет предположение о преобладающих сдвиговых перемещениях по разломам фундамента платформ в новейшее и современное время, приводящих к формированию оперяющих разрывных нарушений в толще осадочного чехла в виде крутопадающих плоскостей, а на дневной поверхности – в виде хорошо дешифрируемых мелких прямолинейных элементов рельефа (*мегатрещин*) (Сим Л.А., 1991).

Обоснование СГ метода основано на следующих положениях:

1 – повсеместное развитие крутопадающих плоскостей разломов в осадочном чехле платформ, которые могли сформироваться только в сдвиговом поле напряжений;

при вертикальной оси сжатия или растяжения плоскости разломов должны быть наклонены под углом  $45^\circ \pm \alpha$ , где  $\alpha$  - угол скалывания;

2 – в верхних частях осадочного чехла мало, а вблизи дневной поверхности практически отсутствует литостатическое давление, что должно приводить к горизонтальному положению оси сжатия;

3 – данные физического [Михайлова, 2007] и математического [Ребецкий, 1987] моделирования показывают, что в осадочном чехле над сдвигом в фундаменте образуется два максимума касательных напряжений. Основной максимум приурочен к самой нижней части чехла, далее в средней части проявлено незначительное повышение их уровня, а второй максимум наблюдается у дневной поверхности (рис. 15).

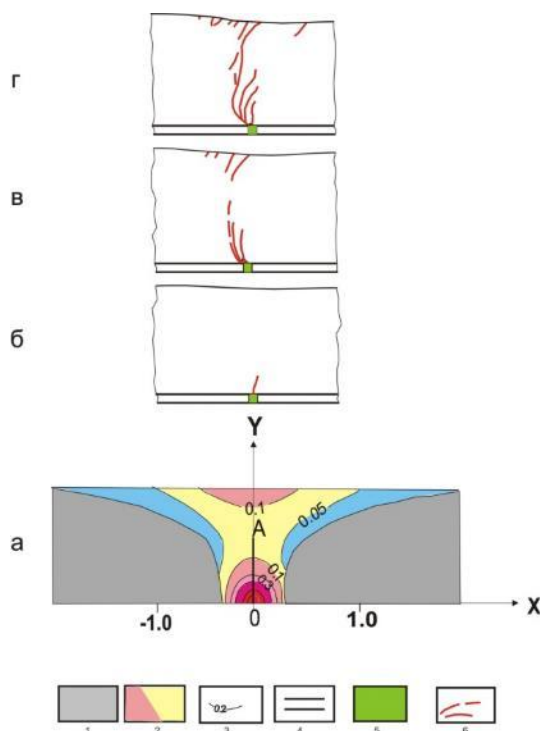


Рисунок 15 Разрушение слоя над сдвигом в его основании (Сим Л.А., 1991)

Условные обозначения: а – расчетные эквивалентные напряжения, ответственные за разрушение; б – зарождение разрыва в слое над областью сдвига в основании; в – развитие разрывов двумя группами – снизу и сверху, г – объединение обеих групп разрывов. 1 – область двустороннего сжатия, область отсутствия разрывов; 2 – область «скалывания»: максимальные нормальные напряжения положительны, минимальные – отрицательны; 3 – изолинии эквивалентных напряжений; 4 – блоки фундамента в основании; 5 – зона дробления; 6 – разрывы (в разрезе).

Однако деформированное состояние осадочного чехла в зоне динамического влияния сдвига, как показало физическое моделирование, неоднородное не только по



глубине, но и по латерали. Неоднородность по латерали выражается в наличии, как трещин сдвига, так и трещин отрыва вдоль оси сдвига (рис.16).

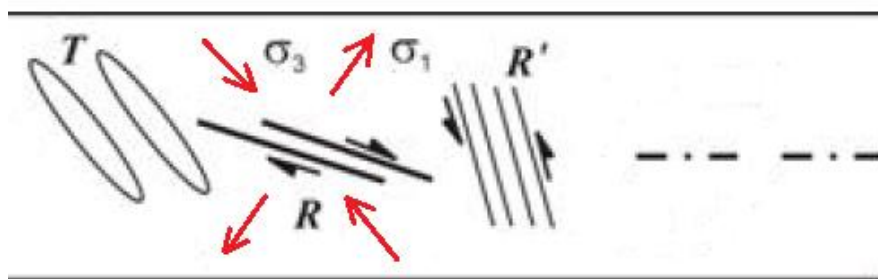


Рисунок 16 Схема структур деформирования и морфологии трещин, формирующихся в зоне сдвига: трещины сдвига (скалывания) в виде R и R' сколов, трещины отрыва T (Тимурзиев А.И., 2009)

СГ метод нужно выполнять по определенной методики и последовательности.

**1 этап** – дешифрирование мелких прямолинейных элементов рельефа (мегатрещин), используя цифровую модель поверхности рельефа, топографические карты и космические снимки. Существует два типа мегатрещин: трещины скалывания, которые определяется по прямолинейным ручьям и речкам, оврагам; трещины отрыва, которые выделяются по мелким водоемам (озера, болота). Также мы определяем положение нашего предполагаемого разлома в горизонтальной плоскости – линеамента. Его мы проводим по линейным объектам, которые имеют достаточную длину.

**2 этап** является самым важным, так как мы доказываем тектоническое происхождение мегатрещин и линеамента. Для этого мы используем палетки, составленные М.В. Гзовским (рис.17). Всего существует 8 вариантов взаимной ориентировки плоскости сдвига и систем оперяющих трещин. На рисунке 17 представлены 4 варианта палеток для правого сдвига, также существует 4 варианта для левого сдвига, которые имеют зеркальное отражение представленных на рисунке вариантов.

Если ориентация мегатрещин между собой и их ориентировка по отношению к предполагаемому разлому (линеamentу) соответствует одному из вариантов, то принимается, что линеament и мегатрещины имеют разломную природу. Сколы, перемещение по которым совпадает с направлением смещения по разлому, именуется синтетическими, а противоположные по знаку перемещения – антитетическими разрывами.

Используя СГ метод, мы получаем следующие результаты:

- 1 – ориентировку осей сжатия и растяжения в горизонтальной плоскости;
- 2 – направление сдвигового перемещения по разлому (правый или левый сдвиг)

3 – геодинамическую обстановку формирования разлома (сжатие или растяжение).

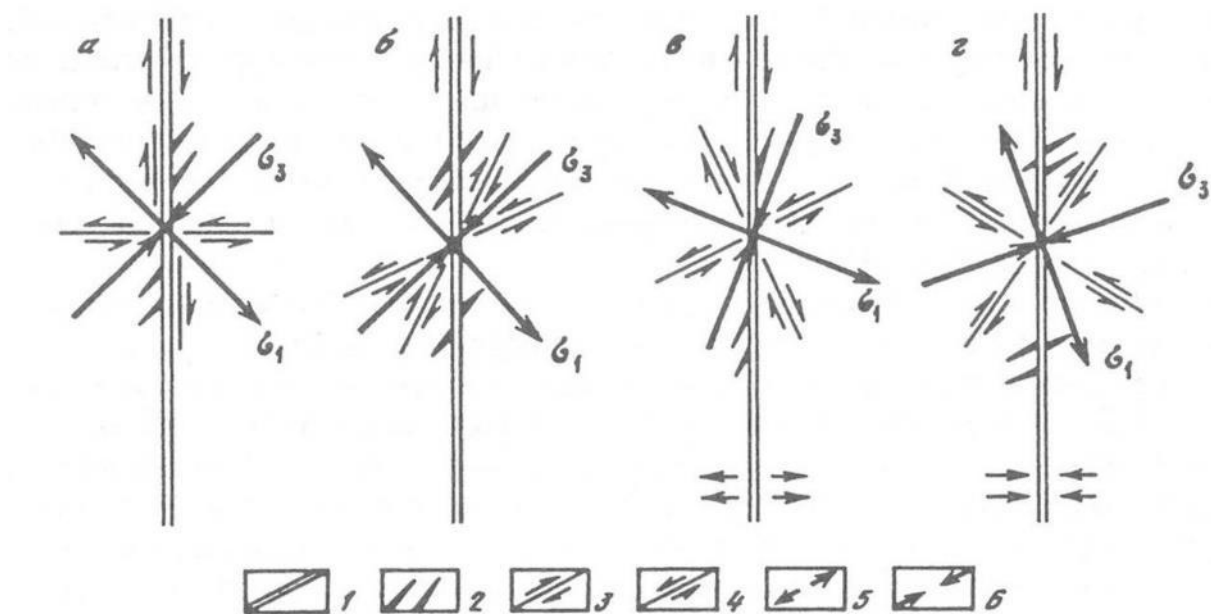


Рисунок 17 Парагенез оперяющих трещин в зоне сдвига (М.В. Гзовский, 1975)

а, б — напряженное состояние при углах скалывания  $45^\circ$  (а) и  $< 45^\circ$  (б); в, г — обстановки дополнительного растяжения (в) и сжатия (г), нормальных к плоскости разлома 1 — разлом; 2 — трещина отрыва; 3, 4 — сколы со сдвиговой кинематикой (3 — правые, 4 — левые); 5, 6 — ориентация в горизонтальной плоскости (5 - растяжения, 6 - сжатия)

## 5.2 Применение структурно-геоморфологического метода на Ем-Ёговской площади

В нашей работе мы использовали СГ метод для реконструкции неотектонических напряжений на Ем-Ёговской площади и прилегающих территорий. Вся работа проводилась в ПО Micromine. Для ее выполнения использовались следующие исходные данные.

1.Топографические карты - 11 карт масштабом 1:100000. Привязка карт была осуществлена по 4 точкам. На них были выделены линеаменты и мегатрещины (рис.18).

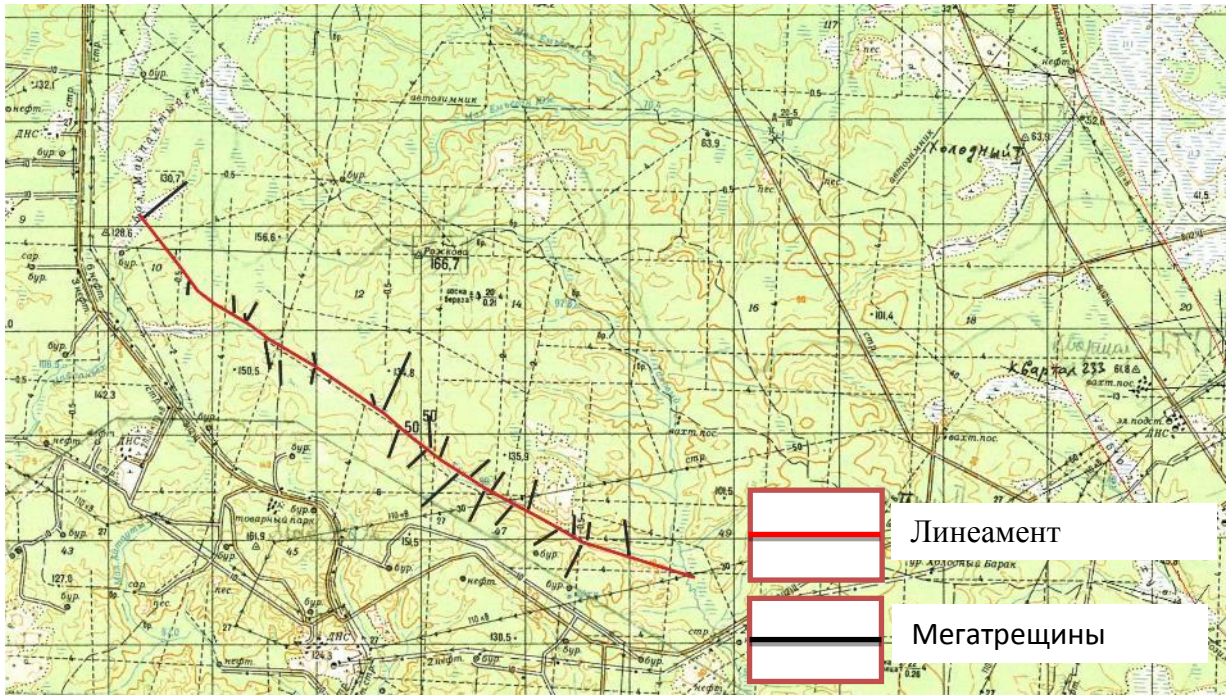


Рисунок 18 Фрагмент топографической карты с выделенными линеаментами и мегатрещинами. Масштаб карты – 1:100000 ([loadmap.net/ru](http://loadmap.net/ru))

2. Цифровая модель поверхности рельефа ASTER (рис.19). Она использовалась для подтверждения ранее выделенных линеаментов и мегатрещин на топографической карте и выделения новых объектов.

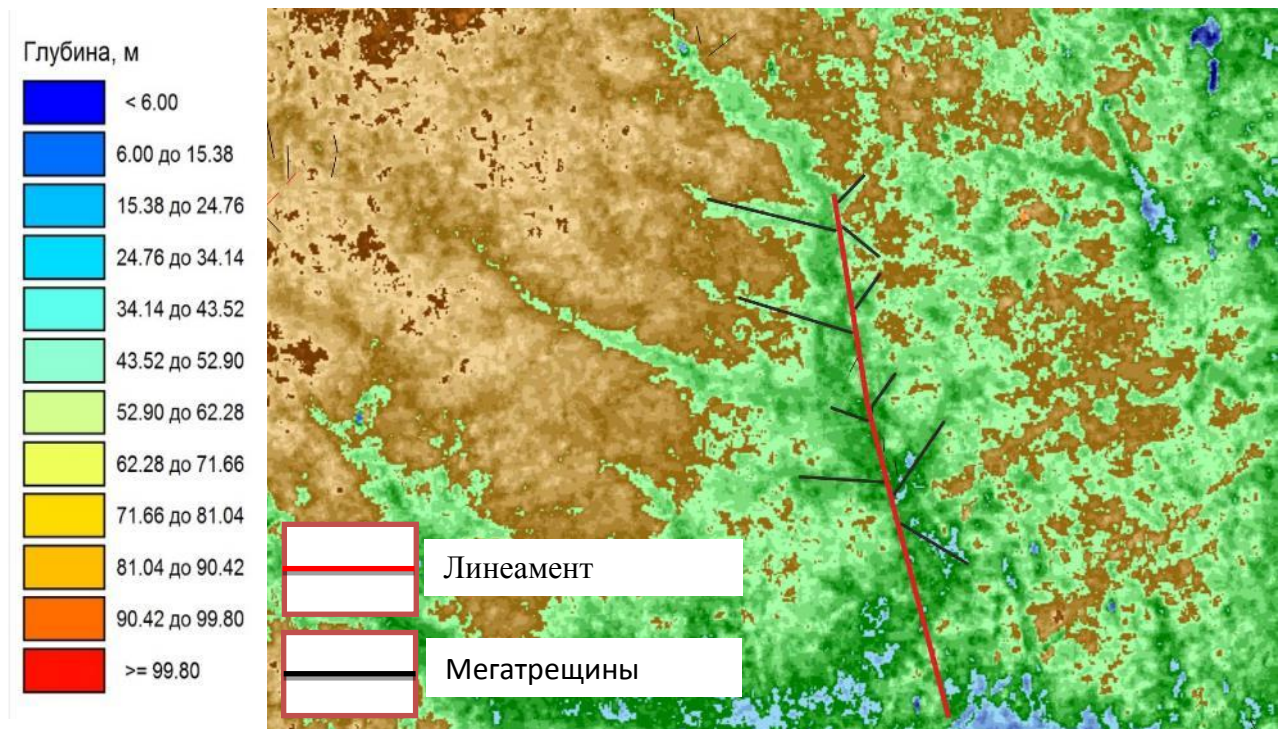


Рисунок 19 Фрагмент цифровой модели поверхности с выделенными мегатрещинами и линеаментом ([gdex.cr.usgs.gov](http://gdex.cr.usgs.gov))



3. 76 скважин Ем-Ёговской площади с проницаемостью для пласта ЮК<sub>2</sub> (тюменская свита), привязанные к геологической карте (рис. 20).

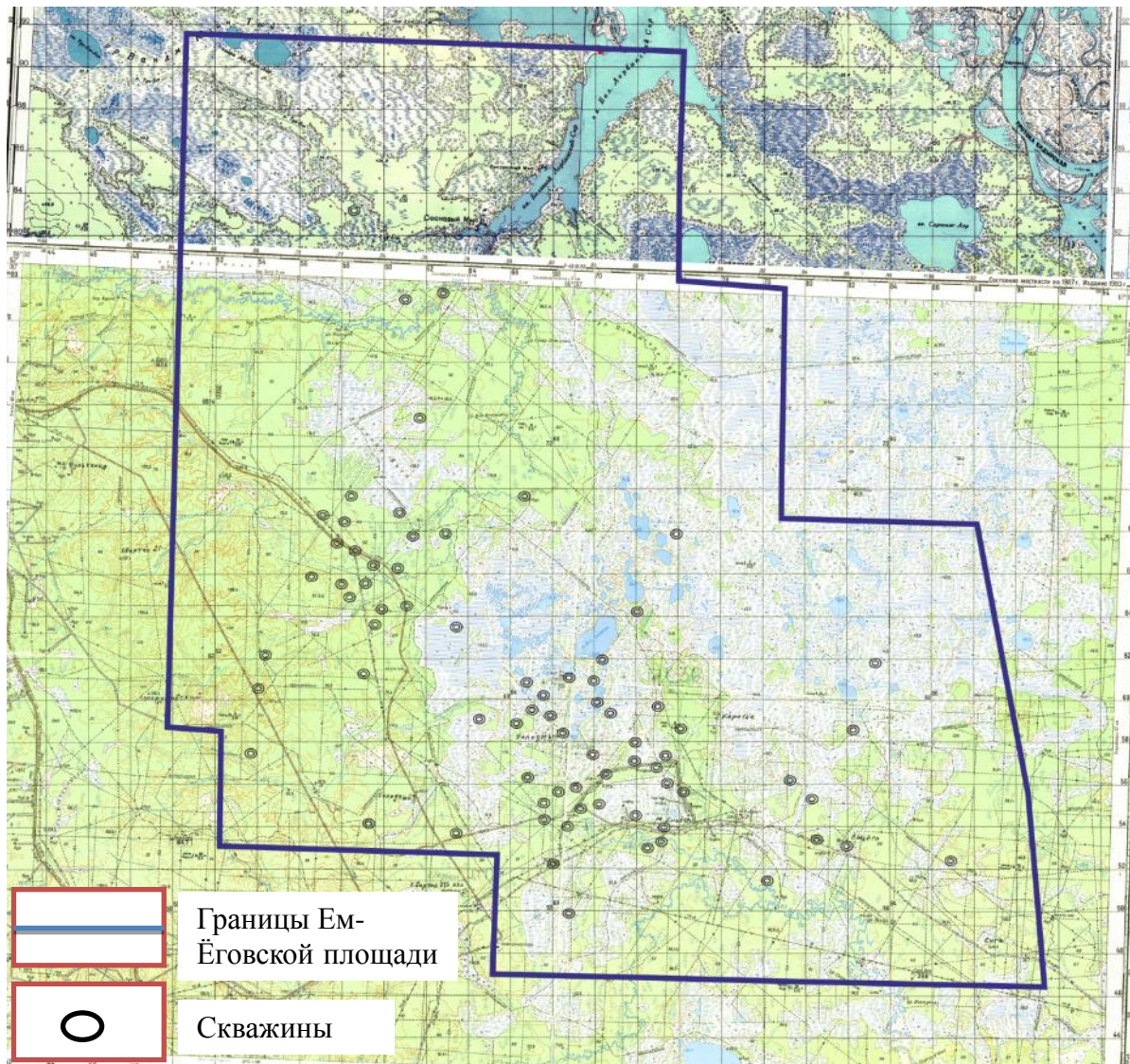


Рисунок 20 Фрагмент геологической карты с привязанными скважинами для пласта ЮК<sub>2</sub>

Используя исходные данные, мы построили схему новейшей разломной тектоники и неотектонических напряжений (рис. 21). Цифровая модель поверхности и топографические карты использовались в равной мере для выполнения работ. Проницаемость по скважинам применялась для дальнейших исследований, которые будут описаны ниже.



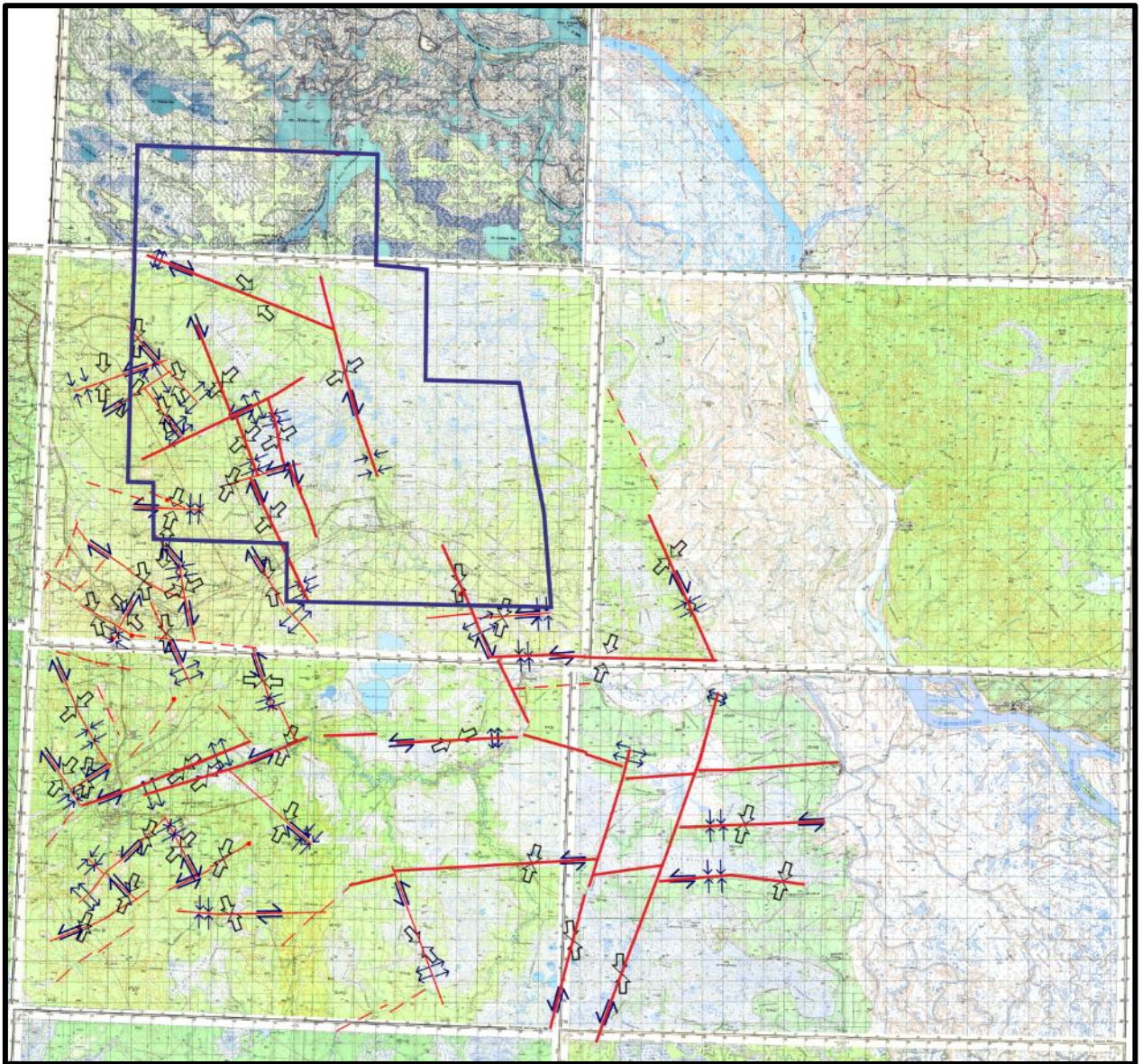
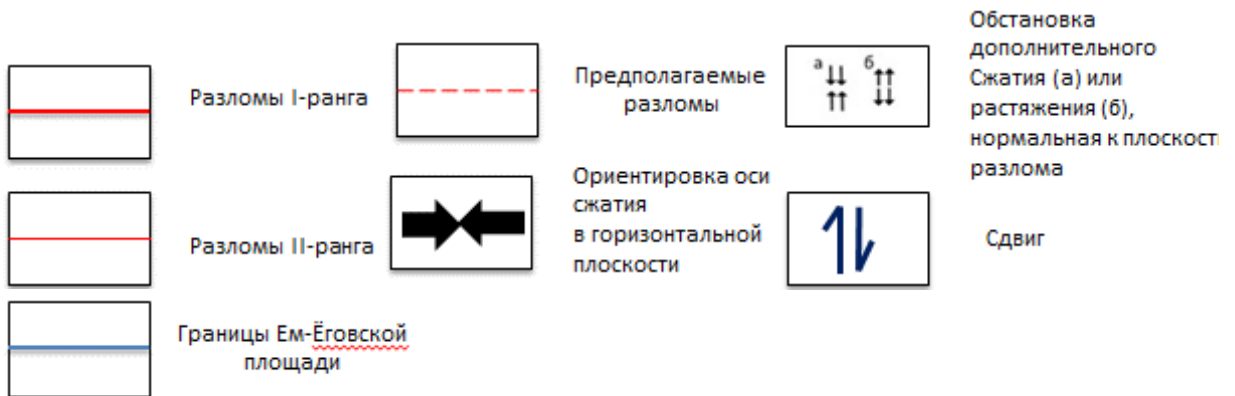


Рисунок 21 Схема новейшей разломной тектоники и неотектонических напряжений

Условные обозначения:



С помощью моделей Гзовского было определена взаимная ориентировка мегатрещин и линеаментов, что позволило доказать их разломную природу. Также мы

получили ориентировку осей сжатия и растяжения в горизонтальной плоскости, направление сдвигов, определили обстановку дополнительного сжатия и растяжения, распределили разломы по рангам. При выполнении работы встречались линеаменты, где не было достаточно данных для определения природы разлома или они не подходили ни под одну модель Гзовского, поэтому данные предполагаемые разломы оставались просто линеаментами. Мы видим, что в пределах Ем-Ёговской площади и прилегающих территорий разломы в основном имеют ориентировку субширотную и северо-западную.

Также были составлены роза-диаграммы ориентации осей сжатия и растяжения в горизонтальной плоскости (рис. 22). По ним видно, что главное направление ориентации осей сжатия -  $24^\circ$ , а осей растяжения -  $115^\circ$ . Ось  $\sigma_3$  - вертикальная (Тимурзиев, Ластовецкий..., 2016).

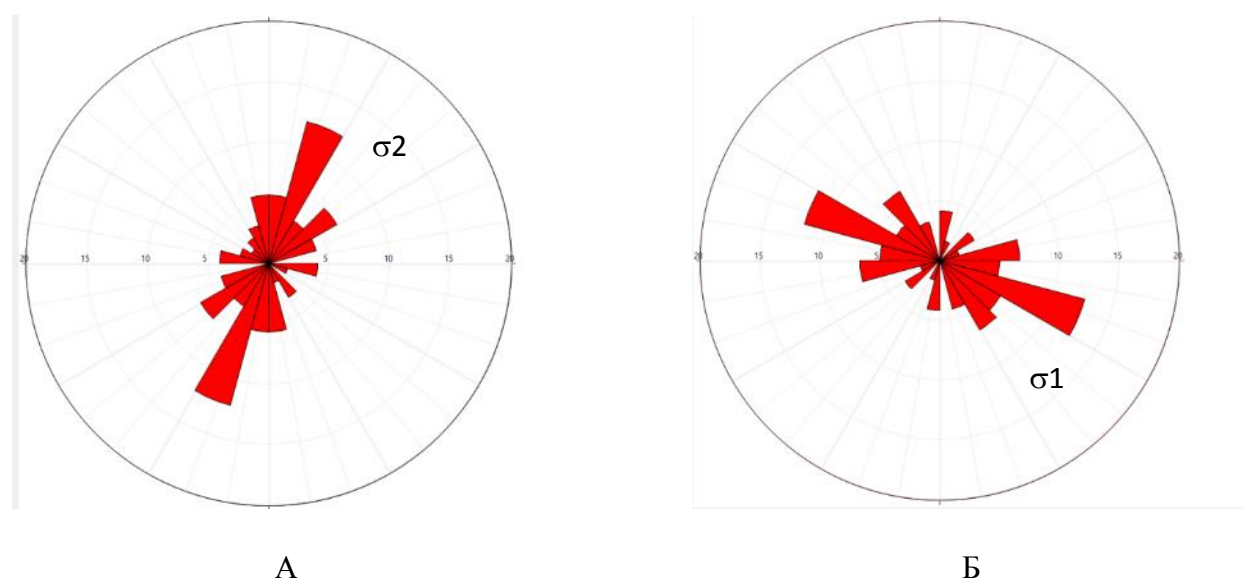


Рисунок 22 Роза-диаграммы для ориентации: А – осей сжатия, Б – осей растяжения

### 5.3 Взаимосвязь неотектонических разрывных нарушений осадочного чехла с нефтеносностью

После определения новейшей разрывной тектоники и неотектонических напряжений на территории Ем-Ёговской площади и прилежащих территорий мы провели работу по установлению влияния разрывной тектоники на разработку нефтяных месторождений. Для этого мы использовали работу Л.А.Сим, согласно которой в местах



разнонаправленных сдвигов образуется сектора локального сжатия и локального растяжения (рис. 23).

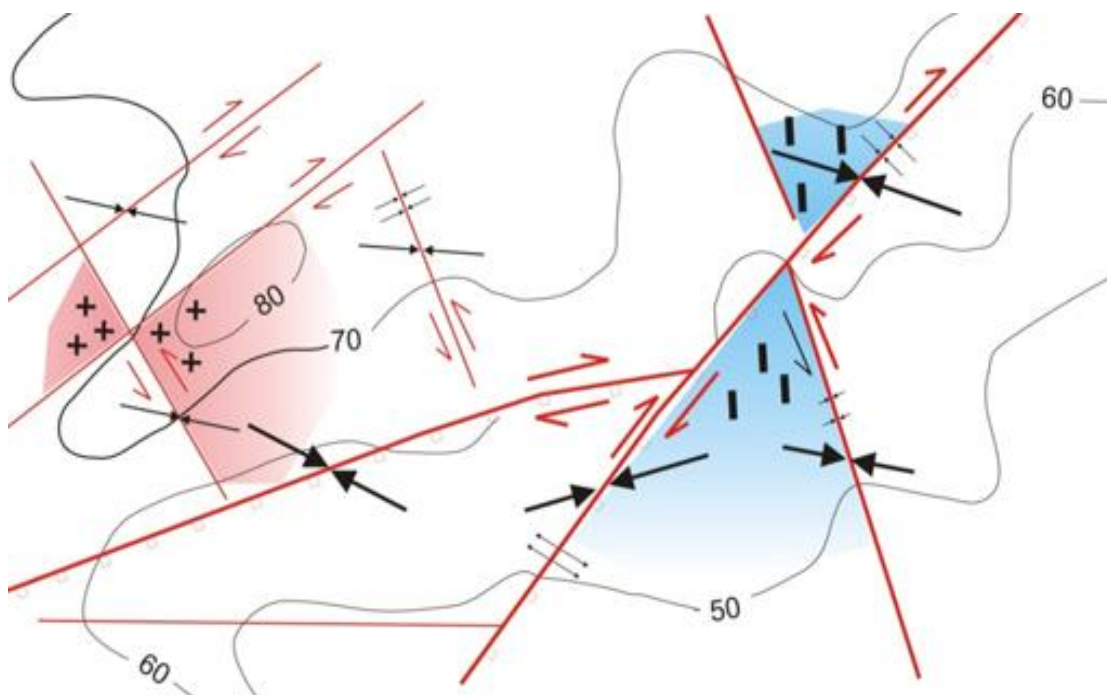


Рисунок 23 Модель локальных секторов сжатия и растяжения на местах пересечения разнонаправленных сдвигов (Сим Л.А., 1991)

Математическое моделирование (Ребецкий Ю.Л., 1987) подтвердило возможность проецирования выделенных секторов на всю мощность осадочного чехла платформ. Оси главных напряжений  $\sigma_1$  и  $\sigma_3$  меняют свой угол в вертикальной плоскости действия, что приводит к незначительному выполаживанию плоскостей разрывных нарушений по глубине, но сама траектория осей по всему разрезу осадочного чехла сохраняет свое положение в пределах выделенного сектора (рис. 24).

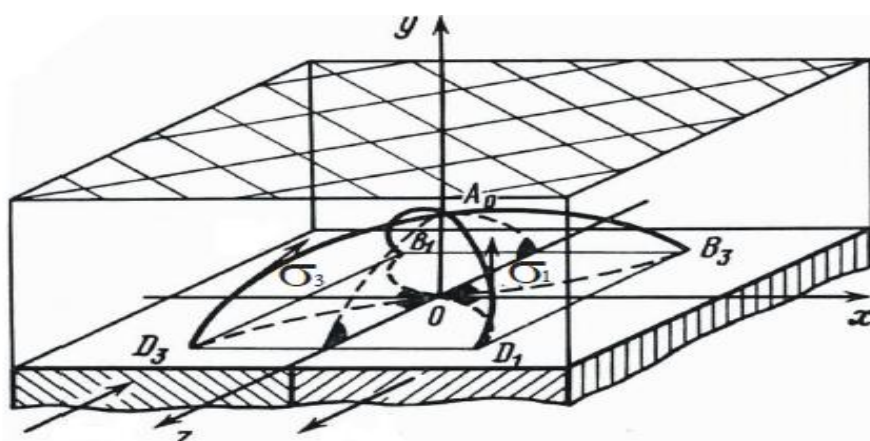


Рисунок 24 Траектории осей главных напряжений  $\sigma_1$  и  $\sigma_3$  внутри слоя. Точки  $D_i$ ,  $B_i$ ,  $i=1, 3$  - точки входа и выхода осей из подошвы слоя, а точка  $A_0$  - точка пересечения траекторий с осевой плоскостью сдвига (Ребецкий Ю.Л., 1987)

На изучаемой территории получилось выделить несколько секторов локального сжатия и растяжения, в том числе на Ем-Ёговской площади (рис. 25).

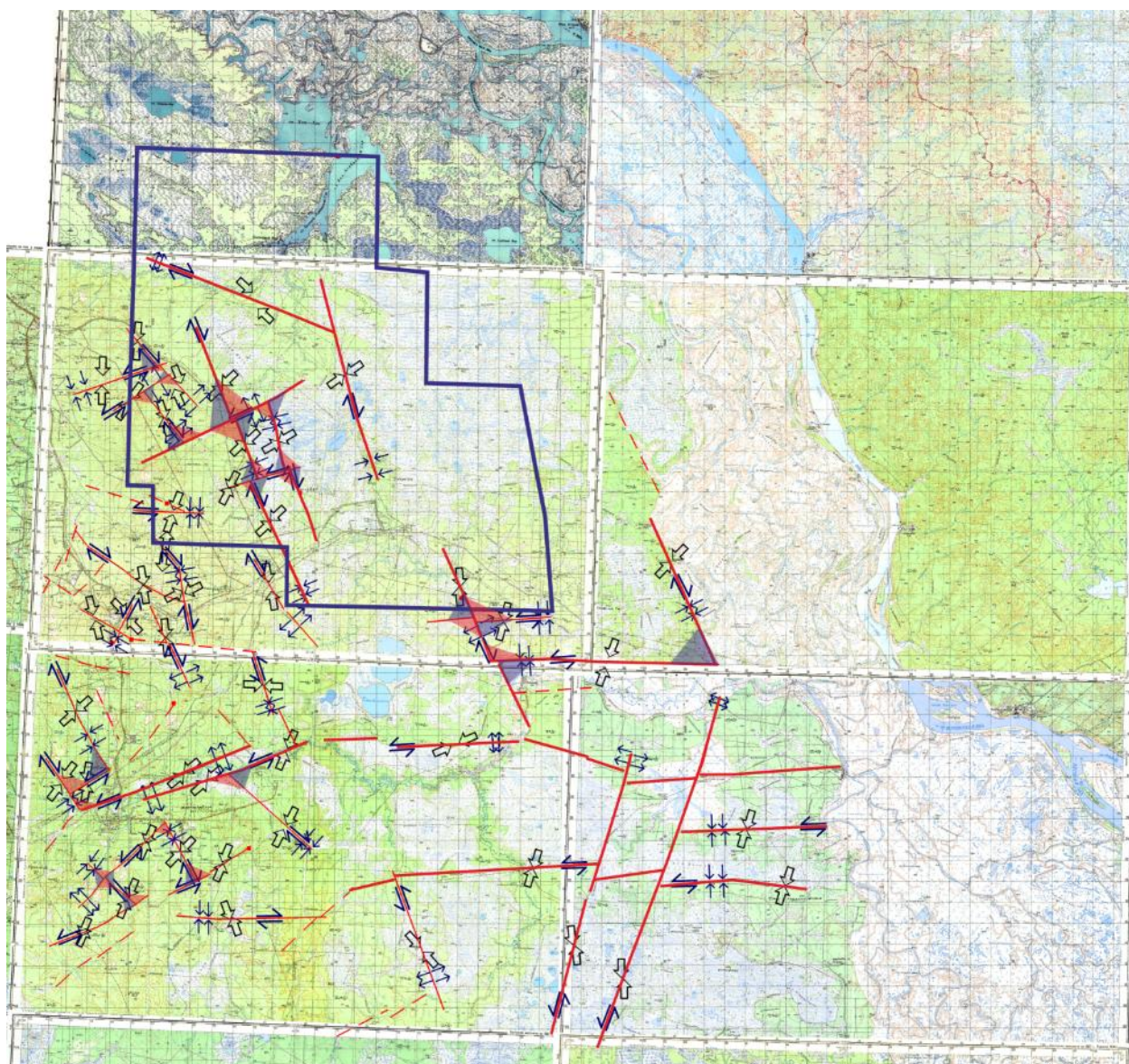
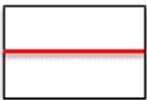

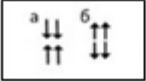
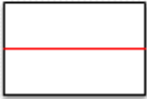
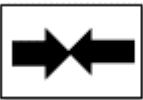
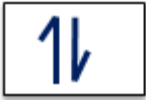
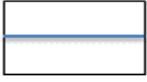




Рисунок 25 Схема новейшей разломной тектоники и неотектонических напряжений с секторами сжатия и растяжения

Условные обозначения:

	Разломы I-ранга		Предполагаемые разломы		Обстановка дополнительного сжатия (а) или растяжения (б), нормальная к плоскости разлома
	Разломы II-ранга		Ориентировка оси сжатия в горизонтальной плоскости		Сдвиг
	Границы Ем-Ёговской площади		Участки локального сжатия		Участки локального <u>растяжения</u>



После определения секторов локального сжатия и растяжения мы использовали наши данные по скважинам с проницаемостью для пласта ЮК<sub>2</sub>. С помощью них мы проверили положение: при прочих равных геологических условиях проницаемость пород в секторах растяжения больше, чем в секторах сжатия (Сим Л.А., 1991).

На рисунке 26 мы выделили участок, где скважины располагались на территории секторов сжатия и растяжения, и видим, что положение Л.А.Сим верно для большинства скважин. Согласно данному рисунку в секторах сжатия проницаемость данного пласта находится в пределах от 1.9 до 10 мД, а в секторах растяжения значения больше 10 мД и достигают 41 мД. Но существует места, где некоторые скважины не подтверждают данную теорию. Данные объекты отмечены красным квадратом.

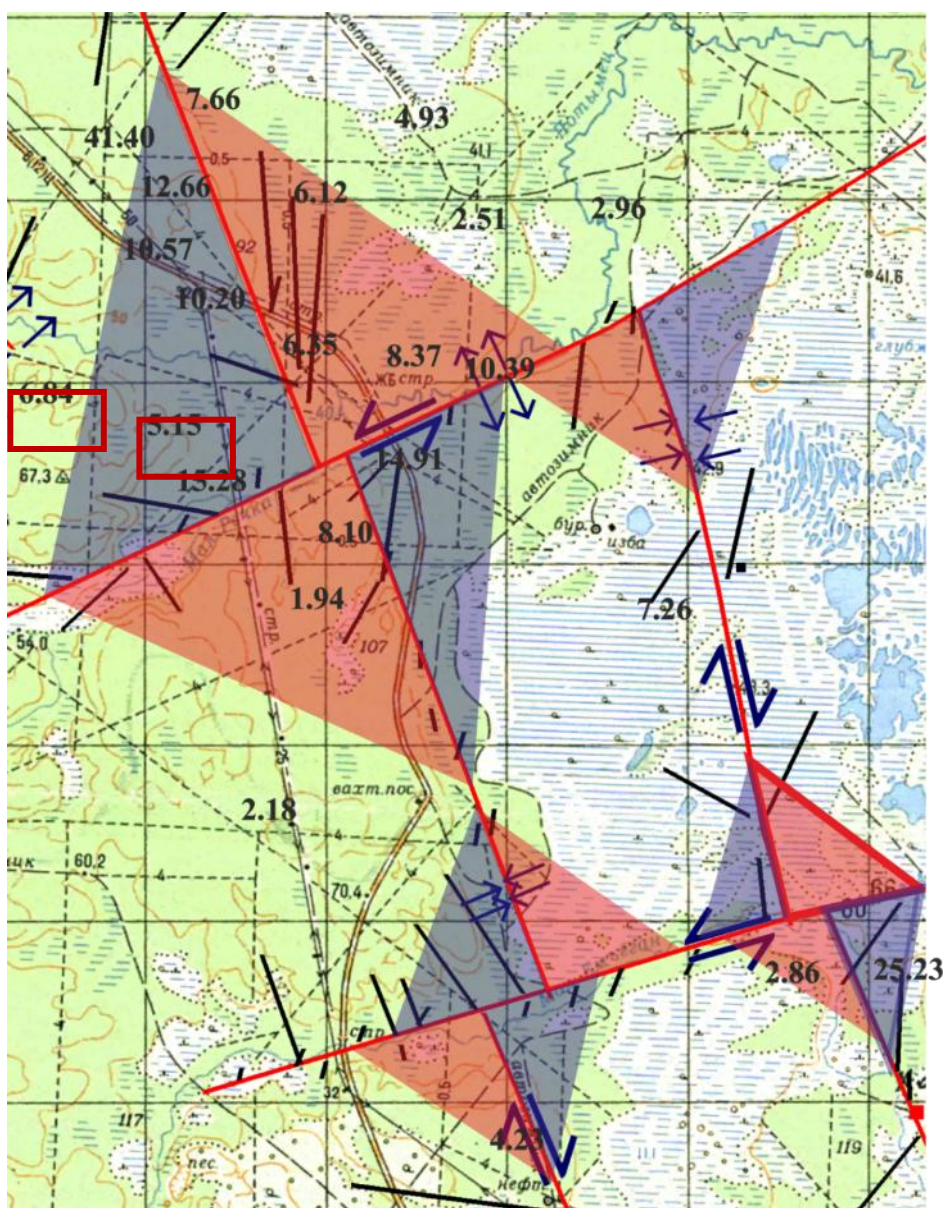


Рисунок 26 Геологическая карта с секторами сжатия и растяжения, проницаемостью для пласта ЮК<sub>2</sub>.

Условные обозначения к рисунку 26:



## ГЛАВА 6 НАПРЯЖЕННО – ДЕФОРМАЦИОННОЕ СОСТОЯНИЕ И МЕТОДЫ ОПТИМИЗАЦИИ РАЗРАБОТКИ ЕМ-ЁГОВСКОЙ ПЛОЩАДИ

Важность определения напряженно – деформационного состояния горных пород определяется многообразием прикладных задач, утилизирующих эти данные. В предыдущей части работы мы определили ориентацию трех осей главных напряжений:  $\sigma_1$  – ось растяжения (главное направление -  $115^\circ$ ),  $\sigma_2$  – ось сжатия (главное направление -  $24^\circ$ ),  $\sigma_3$  – вертикальная ось, эти данные будут использованы для дальнейшей работы.

Горные породы на глубине находятся под суммарным воздействием многих физико-механических сил: вес вышележащих пород, тектонические силы различного происхождения, внутрипластовое давление насыщающих флюидов и др. Все это приводит к возникновению в массиве горных пород сложного объемно – напряженного состояния (Тимурзиев А.И., )

Под зонами относительного растяжения или сжатия будем понимать области внутри массива горных пород, напряжения в которых отличаются от геостатического веса для вертикальной компоненты или от бокового отпора - для горизонтальных компонент. При этом превышение напряжений над геостатическим весом будем считать относительным сжатием (большее сжатие), а недостаток - относительным растяжением (меньшее сжатие).

В данной части работы мы определим абсолютные значения главных осей напряжения.

Сначала проведем подсчет литостатического давления на пласт ЮК<sub>2</sub>. Мы определяем, какое давление оказывают вышележащие породы на наш объект. Для этого нам нужны плотности, определенные по ГП каротажу и взятые по соседним территориям, и мощности вышележащих толщ. Далее по формуле 1 мы определяем литостатическое давление, которое оказывается вышележащими толщами на пласт ЮК<sub>2</sub> (минус в формуле 1 означает, что у нас территория сжатия).

$$P = \rho g H = -\sigma_3 \quad (1)$$

где:  $P$  - литостатическое давление, Па;

$\rho$  - плотность, кг/м<sup>3</sup>

$g$  - ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>

$H$  - мощность, м

$\sigma_3$  - вертикальное напряжения, Па

Далее мы составляем таблицу со свитами, их мощностями, плотностями и определяем литостатическое давление на пласт ЮК<sub>2</sub>, оно равно 55,08825 МПа на глубине 2345 м (табл. 3).

Таблица 3

Расчет литостатического давления на пласт ЮК<sub>2</sub>

<b>Свита</b>	<b>Плотность пород, кг/м<sup>3</sup></b>	<b>Отметка кровли, м</b>	<b>Напряжение, Мпа</b>
Четвертичная	1700	0	0
Журавская	2400	30	0,4998
Новомихайловская	2350	60	1,2054
Алтымская	2100	130	2,8175
Тавдинская В.	2500	220	4,6697
Тавдинская Н.	2600	275	6,0172
Люлинворская В.	2200	340	7,6734
Люлинворская С.	2000	410	9,1826
Люлинворская Нью	1300	460	10,1626
Талицкая В.	2550	495	10,6085
Талицкая Н.	2450	550	11,98295
Ганькинская	2400	620	13,66365
Березовская В.	2100	690	15,31005
Березовская Н.	1800	790	17,36805
Кузнецовская	2400	895	19,22025
Уватская В.	2600	940	20,27865
Уватская Н.	2600	1060	23,33625
Ханты-Мансийская В.	2500	1180	26,39385
Ханты-Мансийская Н.	2450	1295	29,21135
Викуловская В.	2300	1420	32,2126
Викуловская Н.	2400	1555	35,2555
Кошайская	2550	1680	38,1955
Фроловская	2600	1710	38,9452
Баженовская ЮК0	2550	2290	53,7236
Абалакская ЮК1	2500	2325	54,59825

Свита	Плотность пород, кг/м <sup>3</sup>	Отметка кровли, м	Напряжение, Мпа
Тюменская ЮК <sub>2</sub>		2345	55,08825

Также мы строим график, на котором видно как изменяется литостатическое давление с глубиной (рис. 27). Можно отметить, что давление увеличивается практически линейно, так как сводный разрез представлен терригенными породами, преимущественно песчаниками, аргиллитами, алевролитами и глинами, также встречаются опоки, которые и вызывают нелинейность увеличения литостатического давления.

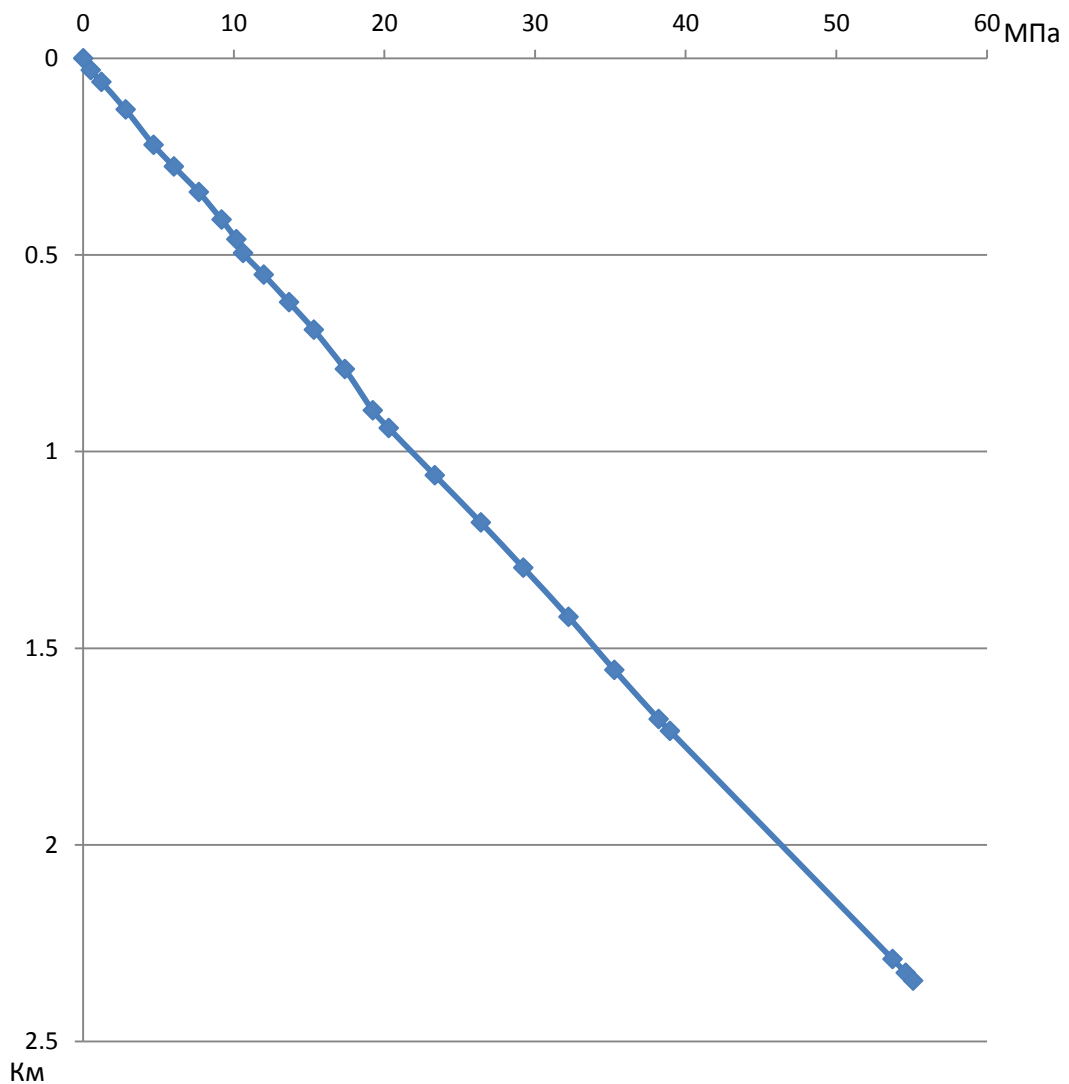


Рисунок 27 Распределение литостатического давления с глубиной до пласта ЮК<sub>2</sub>.

После того как мы определили абсолютную величину литостатического давления на пласт ЮК<sub>2</sub>, перейдем к той части работы, где будем рассчитывать абсолютные величины трех напряжений. Для этого мы используем формулы 2,3,4, которые были взяты из работы (Ребецкий Ю.Л., 2007) и представляют собой инварианты тензора напряжения.



$$\sigma_1 = -p + \left(1 - \frac{\mu_\sigma}{3}\right)\tau \quad (2)$$

где:  $\sigma_1$  - напряжение растяжения в горизонтальном направлении, Па

$p$  - среднее давление, Па

$\mu_\sigma$  - коэффициент Лодэ-Надаи

$\tau$  - максимальное давление, Па

$$\sigma_2 = -p + \frac{2\mu_\sigma}{3}\tau \quad (3)$$

где:  $\sigma_2$  - напряжение сжатия в горизонтальном направлении, МПа

$p$  - среднее давление, Па

$\mu_\sigma$  - коэффициент Лодэ-Надаи

$\tau$  - максимальное давление, Па

$$\sigma_3 = -p - \left(1 + \frac{\mu_\sigma}{3}\right)\tau \quad (4)$$

где:  $\sigma_3$  - вертикальное напряжение, Па

$p$  - среднее давление, Па

$\mu_\sigma$  - коэффициент Лодэ-Надаи

$\tau$  - максимальное давление, Па

Максимальное давление (форм 5), среднее давление (форм.6), коэффициент Лодэ-Надая выражаются из формул, которые представлены ниже. Коэффициент Лодэ-Надая определяет вид эллипсоида и тензора напряжений и выражает величины среднего главного напряжения через величины двух крайних главных напряжений (Ребецкий Ю.Л., 2007).

$$\tau = (\sigma_1 - \sigma_3) / 2 \quad (5)$$

где:  $\tau$  - максимальное давление, Па

$\sigma_1$  - напряжение растяжения в горизонтальном направлении, Па

$\sigma_3$  - вертикальное напряжение, Па

$$p = -(\sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3)/3 \quad (6)$$

где:  $p$  - среднее давление, Па

$\sigma_1$  - напряжение растяжения в горизонтальном направлении, Па

$\sigma_2$  - напряжение сжатия в горизонтальном направлении, МПа

$\sigma_3$  - вертикальное напряжение, Па

$$\mu_\sigma = 2 \frac{\sigma_2 - \sigma_3}{\sigma_1 - \sigma_3} - 1 \quad (7)$$

где:  $\mu_\sigma$  - коэффициент Лодэ-Надаи

$\sigma_1$  - напряжение растяжения в горизонтальном направлении, Па

$\sigma_2$  - напряжение сжатия в горизонтальном направлении, МПа

$\sigma_3$  - вертикальное напряжение, Па

На изучаемой территории мы примем сбросовый режим напряженно – деформационного состояния, который был определен для Еты – Пуровского месторождения Западной Сибири (Тимурзиев, ). Формула 8 определяет данный режим, в которой показано взаимосвязь всех трех осей напряжения.

$$\sigma_2 = \nu(\sigma_1 + \sigma_3) \quad (9)$$

где:  $\sigma_2$  - напряжение сжатия в горизонтальном направлении, МПа

$\nu$  - коэффициент Пуассона

$\sigma_1$  - напряжение растяжения в горизонтальном направлении, Па

$\sigma_3$  - вертикальное напряжение, Па

Используя формулы 1 и 9 можно составить систему 10 и далее используя вышеперечисленные формулы систему 11, с помощью которой мы выразим формулы 12 для максимального давления  $\tau$  и формулы 13 для среднего давления  $p$ .

$$\begin{cases} \sigma_3 = -\rho g H \\ \sigma_2 = \nu(\sigma_1 + \sigma_3) \end{cases} \quad (10)$$

где:  $\sigma_3$  - вертикальное напряжение, Па

$\rho$  - плотность, кг/м<sup>3</sup>

$g$  - ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>

$H$  - мощность, м

$\sigma_2$  - напряжение сжатия в горизонтальном направлении, МПа

$\nu$  - коэффициент Пуассона

$\sigma_1$  - напряжение растяжения в горизонтальном направлении, Па

$$\left\{ \begin{array}{l} -p - \left(1 + \frac{\mu_\sigma}{3}\right)\tau = -\rho g H \\ -p + \frac{2\mu_\sigma}{3}\tau = \nu \left[ -p + \left(1 - \frac{\mu_\sigma}{3}\right)\tau - p - \left(1 + \frac{\mu_\sigma}{3}\right)\tau \right] \end{array} \right. \quad (11)$$

где:  $p$  - среднее давление, Па

$\mu_\sigma$  - коэффициент Лодэ-Надаи

$\tau$  - максимальное давление, Па

$\rho$  - плотность, кг/м<sup>3</sup>

$g$  - ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>

$H$  - мощность, м

$\nu$  - коэффициент Пуассона

$\tau$  - максимальное давление, Па

$$\tau = \frac{(1-2\nu)}{(1-2\nu) + \mu_\sigma} \rho g H \quad (12)$$

где:  $\tau$  - максимальное давление, Па

$\nu$  - коэффициент Пуассона

$\mu_\sigma$  - коэффициент Лодэ-Надаи

$\rho$  - плотность, кг/м<sup>3</sup>

$g$  - ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>

$H$  - мощность, м

$$p = \frac{(1+\nu)}{(1-2\nu)+\mu_\sigma} \frac{2\mu_\sigma}{3} \rho g H \quad (13)$$

где:  $p$  - среднее давление, Па

$\nu$  - коэффициент Пуассона

$\mu_\sigma$  - коэффициент Лодэ-Надаи

$\rho$  - плотность, кг/м<sup>3</sup>

$g$  - ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>

$H$  - мощность, м

Для дальнейших расчетов примем коэффициент Лодэ-Надаи равный -0.35, а коэффициент Пуассона – 0.25.

Используя формулы 12 и 13, мы получаем значения максимального давления  $\tau = 183627500$  и среднего давления  $p = -105585813$ . Учитывая данные величины, мы можем определить абсолютные величины главных осей напряжения:  $\sigma_1 = 311 \text{ МПа}$ ,  $\sigma_2 = 62,7 \text{ МПа}$ ,  $\sigma_3 = -56,6 \text{ МПа}$ . По данным значениям можно сказать, что сжатие происходит только в вертикальной плоскости, а в горизонтальной плоскости – растяжение. Рисунок 28 показывает иллюстрацию результатов определения напряженно-деформационного состояния для пласта ЮК<sub>2</sub>.

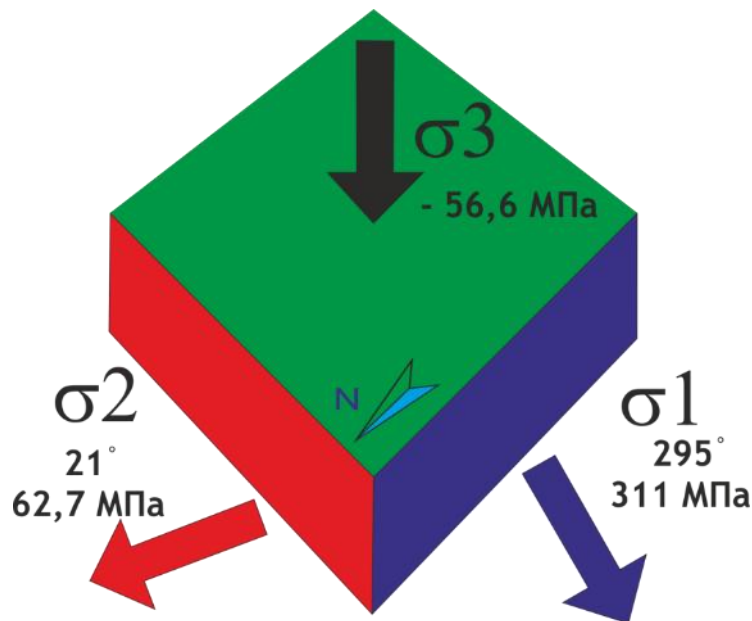


Рисунок 28 Схема направления осей напряжения с их абсолютными значениями

В результате нашей работы мы определили сектора локального сжатия и растяжения, выделили области с предположительно повышенной проницаемостью,

рассчитали абсолютные значения литостатического давления и напряжений, действующих на пласт ЮК<sub>2</sub>. Данные результаты важны для оптимизации разработки Ем-Ёговской площади.

Во-первых, области с повышенной проницаемостью перспективны для бурения, так как в данных местах коллектора обладают лучшими фильтрационно-емкостными свойствами, поэтому можно ожидать большие значения дебитов нефти и газа.

Во-вторых, знания о напряженно – деформационном состоянии можно использовать для осуществления геолого – технических мероприятий в скважинах, например для бурения наклонных и горизонтальных скважин с последующим проведением гидроразрыва пласта. Для успешного проведения гидроразрыва пласта необходимо иметь оценку минимальной компоненты бокового горного давления на заданной глубине и знания об ориентации главных осей тензора напряжений. При проектировании горизонтальных и наклонных скважин, при зарезке боковых стволов в резервуарах с терригенными коллекторами они ориентируются так, чтобы пересекали наименьшее количество трещин во избежание обводнения скважин.

В-третьих, данные о напряженно – деформационном состоянии являются входными сведениями для механических исследований керна и проведения трехосных тестов на образцах горных пород.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе данной работы было изучено геологическое строение Ем-Ёговской площади. В результате исследования можно сделать несколько выводов о геологии, нефтеносности и разработки Ем-Ёговской площади:

- Вертикальный разрез Красноленинского свода представлен двумя структурно-формационными этажами и одним промежуточным;
- В фундаменте Красноленинского свода существует густая сеть разнообразных разломов, которые имеют субмеридиональное и субширотное направления;
- На Ем-Ёговской площади развиты многочисленные малоамплитудные дизъюнктивы сбросового типа;
- В пределах Ем-Ёговской площади можно выделить 4 нефтегазоносных комплекса;
- Коллекторы - пласты викуловской, абалакской, баженовской, тюменской свит и доюрского комплекса;
- Нефтематеринские породы - баженовская и тюменская свиты;
- Региональные флюидоупоры - ханты-мансийская и фроловская свиты;
- Главными объектами разработки являются викуловская (ВК<sub>1-3</sub>) и тюменская (ЮК<sub>2-9</sub>) свиты;
- Викуловская свита находится на 4 стадии, а тюменская находится на 2 стадии разработки;
- Нефти ВК<sub>1</sub> имеют большую плотность, вязкость, молекулярную массу, содержание серы, парафинов, асфальтенов, чем пласты ЮК<sub>1</sub> и ЮК<sub>2-9</sub>;
- Нефти ЮК<sub>1</sub> и ЮК<sub>2-9</sub> имеют больший объемный коэффициент, сжимаемость, давление насыщения, газосодержание и газовый фактор, чем пласт ВК<sub>1</sub>

В данной работе был использован структурно – геоморфологический метод для реконструкции новейшей разломной тектоники и неотектонических напряжений. В результате чего был определен кинематический тип перемещений вдоль разломов и ориентация осей напряжения в горизонтальной плоскости (главное направление ориентации осей сжатия - 24°, а осей растяжения – 115°). Также можно отметить, что в пределах Ем-Ёговской площади и прилегающих территорий разломы в основном имеют ориентацию субширотную и северо-западную.

Используя СГ метод, были выделены сектора локального сжатия и растяжения, была проведена пространственная корреляция с добывающими скважинами. Согласно исследованиям в секторах сжатия проницаемость данного пласта находится в пределах от 1.9 до 10 мД, а в секторах растяжения значения больше 10 мД и достигают 41 мД. Следовательно можно утверждать, что проницаемость пород – коллекторов пласта ЮК<sub>2</sub> в секторах растяжения, выделенных по СГ методу на территории Ем-Еговской площади, больше в два и более раз проницаемости пород в секторах сжатия.

Также в данной работе мы определили напряженно – деформационное состояние горных пород, установили литостатическое давление на пласт ЮК<sub>2</sub>, которое равняется 55,08825Па . После чего определили абсолютные величины трех главных напряжений на изучаемый объект:  $\sigma_1 = 311 \text{ МПа}$ ,  $\sigma_2 = 62,7 \text{ МПа}$ ,  $\sigma_3 = -56,6 \text{ МПа}$ . По данным значениям можно сказать, что сжатие происходит только в вертикальной плоскости, а в горизонтальной плоскости – растяжение по обеим осям.

Все полученные результаты можно использовать для оптимизации разработки Ем-Еговской площади:

- 1 – осуществление бурения в областях с повышенной проницаемостью
- 2 - знания о напряженно – деформационном состоянии можно использовать для осуществления геолого – технических мероприятий в скважинах
- 3 - данные о напряженно – деформационном состоянии являются входными сведениями для механических исследований керна и проведения трехосных тестов на образцах горных пород.



## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

### Опубликованная литература

1. Ахпателов Э.А., Волков В.А., Гончарова В.Н. Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа: Атлас. Екатеринбург: Изд-во ИздатНаукаСервис, 2004, 143 с.
2. Балдина Н.А., Криночкин В.Г., Федоров Ю.Н. Разрывная тектоника в отложениях чехла Красноленинского месторождения нефти (Западная Сибирь) // Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа, 2011. №24 [Электронный ресурс] - режим доступа: <http://www.oilnews.ru>
3. Блэкберн Г. Отчеты: [Электронный ресурс]– Режим доступа: <http://www.rogtecmagazine.com/ru-blog>.- Загл. с экрана.
4. Геологическая энциклопедия [Электронный ресурс] - режим доступа: <http://geology.slovaria.ru/ge/zapadno-sibirskaya-neftegazonosnaya-provintsiya>. - Загл. с экрана.
5. Гзовский М.В. Основы тектонофизики. М.: Наука, 1975, 536 с.
6. Гогоненков Г.Н., Тимурзиев А.И. Сдвиговые деформации в чехле Западно - Сибирской плиты и их роль при разведке и разработке месторождений нефти и газа // Геология и геофизика, 2010, т.51, № 3, с. 384 – 400.
7. Гущенко О.И. Метод кинематического анализа структур разрушения при реконструкции полей тектонических напряжений // Поля напряжений и деформаций в литосфере. М.: Наука, 1979. С.7-25.
8. Интерактивная электронная карта недропользования РФ [Электронный ресурс] - режим доступа: <https://map.mineral.ru>
9. Карта тектонического районирования Западно-Сибирской плиты [Карты] / сост. и подгот. к изд. в 1998 г.; гл. ред. Шпильман В.И., ред. Змановский Н.И., ред. Подсосова Л.Л. - 1:2000000
10. Карты мира [Электронный ресурс] - режим доступа: <http://loadmap.net>. - Загл. с экрана.
11. Конторович А.Э. Геология нефти и газа: Избранные труды. Т. I Геология нефти и газа Сибири. Новосибирск: СНИИГГиМС, 2008, 540 с.
12. Михайлова А.В. Геодинамические характеристики структур, образовавшихся в слое над активными разломами в фундаменте // Геофизика XXI столетия: 2006 год. Сб. Трудов Восьмых геофиз. чтений им. В.В. Федынского. М.: ГЕРС, 2007. С. 111-118.

13. Николаев П.Н. Методика тектоно-динамического анализа. М.: Недра, 1992, 295 с.
14. Ребецкий Ю.Л. Напряженное состояние слоя при продольном горизонтальном сдвиге блоков его фундамента // Поля напряжений и деформаций в земной коре. М.: Наука, 1987. С. 41-56.
15. Ребецкий Ю.Л. Тектоническое напряжение и прочность природных массивов. Научное издание/ - М: ИКЦ «Академкнига», 2007, 406с.
16. Ростовцев Н.Н. Западно-Сибирская низменность. Очерки по геологии СССР (по материалам глубокого бурения). Л.: ВНИГРИ, 1956, 256 с.
17. Сим Л.А. Изучение тектонических напряжений по геологическим индикаторам (методы, результаты, рекомендации) // Известия ВУЗов. Геология и разведка, 1991. № 10. С. 3-22.
18. Студопедия [Электронный ресурс] - режим доступа: <http://studopedia.ru>. - Загл. с экрана.
19. Тектоническая карта фундамента Западно-Сибирской плиты и ее обрамления [Карты] / сост. и подгот. к изд. МинГео СССР в 1974 г.; ред. В.С. Сурков. - 1:5500000
20. Тимурзиев А.И. Новейшая сдвиговая тектоника осадочных бассейнов: тектонофизический и флюидодинамический аспекты (в связи с нефтегазоносностью). Автореферат. М., ОАО "ЦГЭ", 2009, 40 с
21. Тимурзиев А.И., Ластовецкий В.П. 3D моделирование напряженно-деформированного состояния земной коры нефтегазоносных структур // Материалы Четвертой тектонофизической конференции, 2016, Т.2, С. 164-174.
22. Тимурзиев А.И., Гогоненков Г.Н. Новейшая сдвиговая тектоника осадочных бассейнов: от нефтегазогеологического районирования недр до технологии поисков и разведки глубокозалегающих месторождений углеводородов//Вестник газовой науки, 2012 №1, С. 68 – 85.
23. Шпильман В.И., Змановский Н.И., Подсосова Л.Л. Карта тектонического районирования Западно-Сибирской плиты. 1998
24. GlobalDataExplorer [Электронный ресурс] - режим доступа: <http://gdex.cr.usgs.gov>. - Загл. с экрана.

#### **Фондовая литература**

1. Отчет о ГРП на Ем-Еговской площади Красноленинского НГК месторождения, УНП «Актив Ем-Ега» АО «РН-Няганьнефтегаз». 2003