

**Рис. 2. Карта аномалий магнитного поля (нТл)**  
 (по ВНИИОкеанология, Черных А.А., Зайончек А.Н., 2006 [3] с добавлением)  
 1-3-эпицентры очагов землетрясений магнитуды 6, 5, 4 соответственно; 4 – граница  
 гравитационной аномалии рис. 1

Почему, при таких отличиях шельфа моря Лаптевых от западных шельфов России, где выявлены месторождения с гигантскими запасами УВ, ряд исследователей, например [2, 3], относит шельф моря Лаптевых к потенциально перспективным?

Концепция В.П. Гаврилова [2] заключается в том, что для оценки перспектив Арктического шельфа необходимо оперировать крупными единицами – поясами нефтегазоаккумуляции, а причиной их «происхождения и развития» является геодинамический режим недр. С этих позиций Лаптевский (Анабаро-Лаптевский) рифтогенный внутриконтинентальный субпояс мезо-кайнозойского возраста относится к потенциальным высокоресурсным нефтегазоносным бассейнам, как и Ямало-Карский, только немного моложе. На карте магнитного поля Сибири Анабаро-Лаптевский и Ямало-Карский нефтегазоносные пояса образуют симметричную структуру, огибающую Сибирский кратон. Усть-Ленский грабен, входящий в Анабаро-Лаптевский субпояс контролирует на суше размещение гигантских месторождений УВ, таких как Ковыктинское, Чаяндинское и др.

#### Литература:

1. Ампилов Ю.П. Освоение шельфа Арктики и Дальнего Востока. Проблемы и перспективы //OFFSHORE-Russia. . – М., 2014. – №4. – С. 8-15.
2. Гаврилов В.П. Пояса нефтегазоаккумуляции Арктики, перспективы их освоения //Геология нефти и газа.– М., 2013. – №2. – С. 12-22.
3. Заварзина Г.А. Тектонические особенности и перспективы нефтегазоносности западной части моря Лаптевых: Дис. ... канд. геол.-минер. наук. – Мурманск, 2013 г. – 143 с.

### МОДЕЛИРОВАНИЕ ГЛУБИННОГО ТЕПЛОВОГО ПОТОКА ОСТАНИНСКОЙ ГРУППЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

**М.Ф.Галиева, Д.С.Крутенко, Е.А.Герасимов, А.С.Меренкова, З.К.Карбосова**

Научный руководитель профессор В.И. Исаев

**Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия**

**Введение.** Геотермические условия недр оказывают определяющее влияние на процессы преобразования органического вещества, протекание нефтегазообразования, условия формирования и сохранения залежей УВ. Основополагающий вклад в формирование геотермии как нефтепоискового метода, внесенный А.Р. Курчиковым [5 и др.] и М.Д. Хуторским [7 и др.], находит свое развитие в исследованиях Томской школы геотермиков [1,2,4 и др.].

## СЕКЦИЯ 5. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ЗЕМЛИ И ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ. ГЕОИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ В ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЯХ.

Цель исследований заключается в изучении закономерностей изменения глубинного теплового потока на примере Останинской группы месторождений, оценке корреляции выделенных аномалий теплового потока с расположением месторождений УВ и определении возможных поисковых геотермических критериев.

**Краткая характеристика объекта исследований.** Изучаемая территория расположена между реками Чузик и Чижалка в Парабельском районе Томской области (рис. 1). Нефтегазовые месторождения расположены главным образом в верхнеюрских песчаных резервуарах горизонта Ю<sub>1</sub>, залежи УВ приурочены к антиклинальным, тектонически-экранированным верхне- и среднеюрским ловушкам, а также к нефтегазоносному горизонту зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений [6]. Залежи кровельной части пород фундамента сосредоточены в коллекторах порово-трещинного типа, по литологическому составу представляющие собой метасоматически изменённые органогенные известняки.

По отложениям платформенного чехла исследуемый район находится в зоне сочленения двух структур первого порядка: Нюрольской мегавпадины и Пудинского мегавала [3]. Юрские отложения с перерывом в осадконакоплении и с угловым несогласием залегают на эрозионной поверхности палеозойских карбонатных пород девона-нижнего карбона.

**О методике исследований.** Методом палеотемпературного моделирования [2] по распределению «наблюденных» температур в скважине решили обратную задачу геотермии, рассчитав тепловой поток через поверхность основания осадочного разреза. В качестве «наблюденных» использовали измерения пластовых температур, полученные при испытаниях скважин, данные ОГГ (термометрия выстоявшейся скважины) и палеотемпературы, определенные по отражательной способности витринита (ОСВ). Для каждой скважины была построена модель с учетом векового хода температур земной поверхности, литологии, времени накопления и мощности свит.

Результаты палеотемпературного моделирования. Расчеты были выполнены для разреза 35 поисково-разведочных и 2 параметрических скважин на территории исследования (рис. 1). Замеры пластовых температур преимущественно приурочены к юрским отложениям. Расчетная модель распределения тепла в осадочном разрезе оптимально согласуется с «наблюденными» значениями.

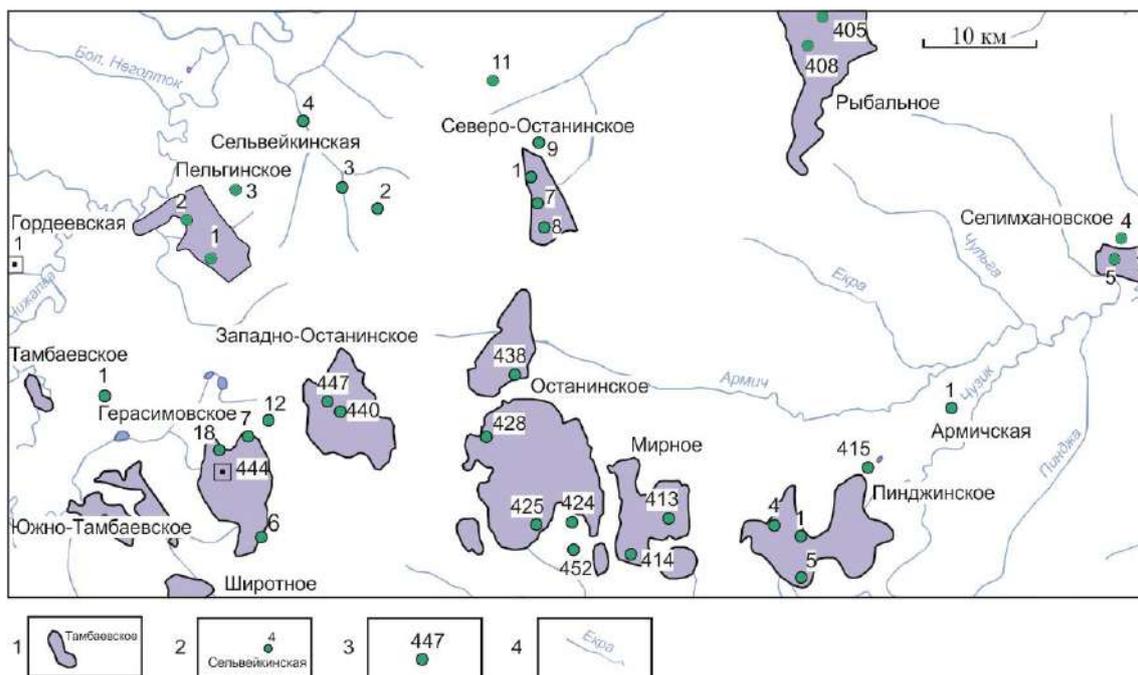
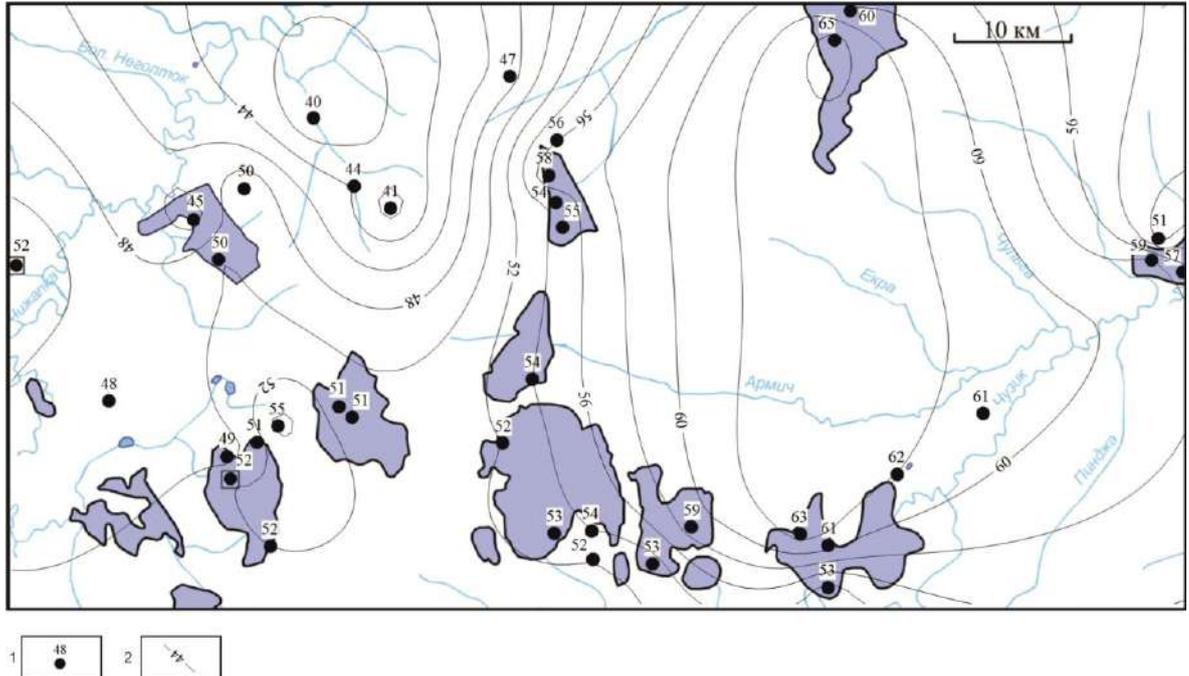


Рис. 1. Обзорная схема Останинской группы нефтегазовых месторождений Томской области: 1 - контур месторождения УВ; 2 - площадь бурения; 3 - скважина палеотемпературного моделирования; 4 - речная сеть.

На карте распределения глубинного теплового потока (рис. 2) наблюдаются следующие аномальные особенности: «положительная аномалия», «отрицательная аномалия», «заливообразная конфигурация изолиний» [4]. Анализ корреляции теплового потока и положения 9 месторождений УВ показывает следующее. Месторождения УВ расположены по обрамлению крупной положительной аномалии в восточной части карты (Рыбальное, Селимхановское, Пинджинское, Мирное, Останинское, Северо-Останинское месторождения), что составляет 67% от общего числа месторождений на изучаемой территории. В зоне отрицательной аномалии теплового потока в северо-западной части карты месторождения отсутствуют. В зоне заливообразной конфигурации изолиний находится 3 месторождения (33%) – Пельгинское, Герасимовское, Западно-Останинское.



**Рис. 2.** Схематическая карта плотности теплового потока Останинской группы месторождений УВ: 1 - скважина и расчетное значение теплового потока ( $\text{мВт}/\text{м}^2$ ); 2 - изолинии значений плотности теплового потока. Остальные условные обозначения те же, что и на рис. 1.

Выводы:

1. Путем решения обратной задачи геотермии в 37 глубоких скважинах рассчитаны значения плотности теплового потока и построена схематическая карта глубинного теплового потока изучаемой территории.
2. Все 9 месторождений УВ, расположенных на изучаемой территории, тяготеют к аномальным особенностям распределения глубинного теплового потока, что позволяет рассматривать возможность применения геотермического критерия в качестве поискового.

#### Литература

1. Исаев В.И., Галиева М.Ф., Крутенко Д.С. Геотермический критерий нефтегазоносности п-ва Ямал // Вестник РАЕН (ЗСО). – 2018. – вып. 21. – С. 3-9.
2. Исаев В.И., Искоркина А.А., Лобова Г.А., Лунёва Т.Е., Осипова Е.Н., Аюпов Р.Ш., Игенбаева Н.О., Фомин А.Н. Мезозойско-кайнозойский климат и геотермический режим нефтематеринской китербютской свиты арктического региона Западной Сибири // Георесурсы. – 2018. - № 4. – С. 386-395.
3. Конторович В.А., Бердникова С.А., Калинина Л.М., Лапковский В.В., Поляков А.А., Соловьев М.В. Модель геологического строения и нефтегазоносность зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений в Чузикско-Чижапской зоне нефтегазонакопления // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2006. – №5-6. – С. 91-102.
4. Крутенко Д.С., Галиева М.Ф. Глубинный тепловой поток и нефтегазоносность Ямала // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых. – Томск, 2018. – Т.1. – С. 410-411.
5. Курчиков А.Р. Гидрогеотермические критерии нефтегазоносности. – М.: Недра, 1992. – 231 с.
6. Лобова Г.А., Исаев В.И., Кузьменков С.Г., Лунева Т.Е., Осипова Е.Н. Нефтегазоносность коллекторов коры выветривания и палеозоя юго-востока Западной Сибири (прогнозирование трудноизвлекаемых запасов) // Геофизический журнал. – 2018. – Т.40. – №4. – С.73-106.
7. Хуторской М.Д. Введение в геотермию: курс лекций. – М.: Изд-во РУДН, 1996. – 156 с.

### СИГНАЛЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО МИКРОИМДЖЕРА ДЛЯ КАРОТАЖА В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ТРЕХМЕРНОГО ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

**К.Н. Даниловский**

Научный руководитель профессор В.Н. Глинских

**Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск, Россия**

В последние десятилетия происходит повсеместный переход к бурению скважин с горизонтальным завершением. При бурении горизонтальных участков скважин для своевременной корректировки траектории используют высокотехнологичные приборы, позволяющие проводить каротажи в процессе бурения. На данный