

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 Ю₁, 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.

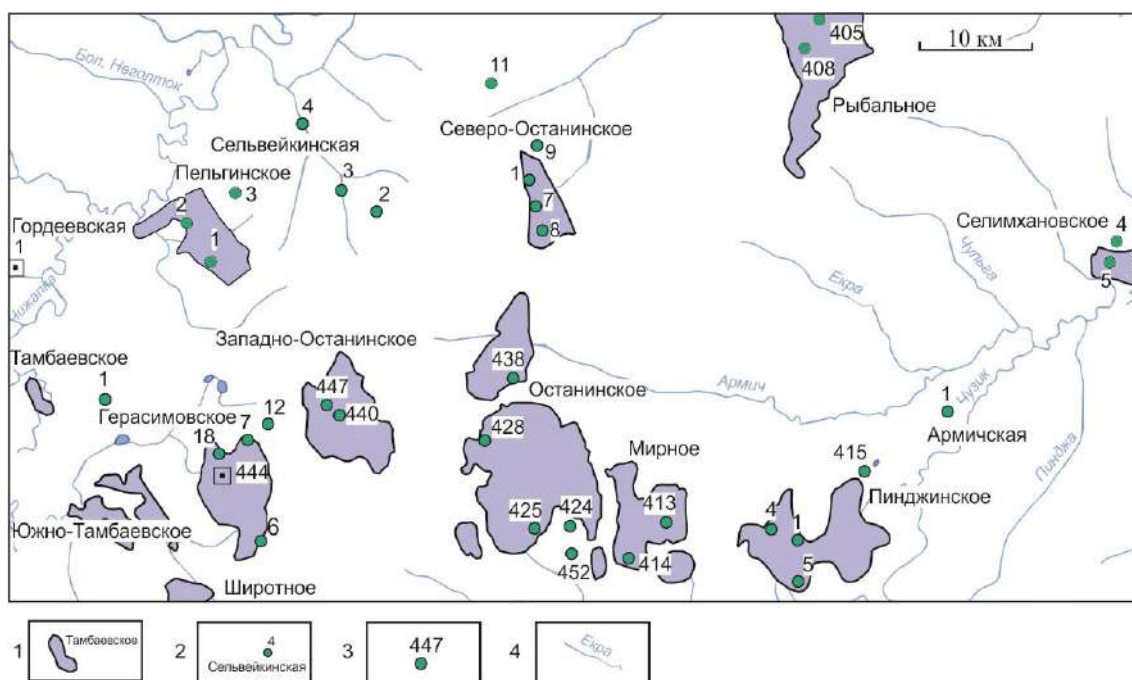


Рис. 1. Обзорная схема Останинской группы нефтегазовых месторождений Томской области: 1 - контур месторождения УВ; 2 - площадь бурения; 3 - скважина палеотемпературного моделирования; 4 - речная сеть.

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.

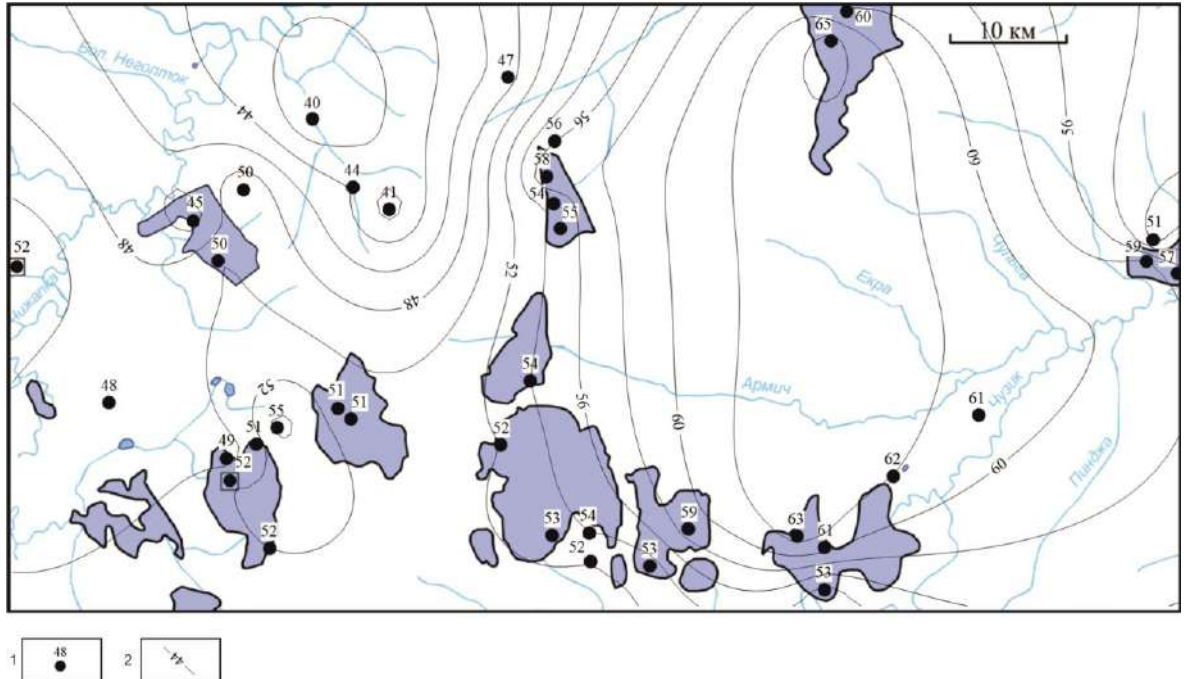


Рис. 2. Схематическая карта плотности теплового потока Останинской группы месторождений УВ: 1 - скважина и расчетное значение теплового потока ($\text{мВт}/\text{м}^2$); 2 - изолинии значений плотности теплового потока. Остальные условные обозначения те же, что и на рис. 1.

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 МИКРОИМИДЖЕРА 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 каротаж в процессе бурения. На данный