

УДК 553.982.23  
DOI 10.31660/0445-0108-2025-1-24-37

## **О перспективах газоносности южной и юго-восточной частей Курганской области**

**Д. С. Леонтьев, А. А. Арсеньев\***

*Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия*  
*\*arseniev62@mail.ru*

**Аннотация.** В настоящее время вопрос о перспективах нефтегазоносности Курганской области остается открытым. Не предоставляя убедительных доказательств, некоторые специалисты считают, что недра Курганского Зауралья малоинтересны с точки зрения добычи углеводородов. Другие эксперты, напротив, полагают, что, хотя залежи углеводородов в области невелики, их открытие возможно при условии тщательного обоснования направлений поисково-разведочных работ, с особым вниманием к палеозойским отложениям.

Цель исследования — изучение перспектив газоносности южной и юго-восточной частей Курганской области.

Метод исследования — аналитический.

В процессе работы авторами были представлены данные по испытаниям скважин, пробуренных в Звериноголовском, Лебяжьеvском, Макушинском, Варгашинском и Петуховском районах, а также создана обобщенная карта проявлений газа на исследуемой территории.

Практическая значимость трудов заключается в выявлении и конкретизации участков, на которых необходимо начать поиск и геологоразведку залежей углеводородов в первую очередь.

**Ключевые слова:** Курганская область, газопроявления Звериноголовского месторождения газа, растворенный горючий газ, Звериноголовский район, Лебяжьеvский район, Макушинский район, Варгашинский район, Петуховский район

**Для цитирования:** Леонтьев, Д. С. О перспективах газоносности южной и юго-восточной частей Курганской области / Д. С. Леонтьев, А. А. Арсеньев. – DOI 10.31660/0445-0108-2025-1-24-37 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2025. – № 1. – С. 24–37

## **On the prospects of gas potential in the Southern and Southeastern parts of the Kurgan region**

**Dmitry S. Leontiev\*, Alexey A. Arsenyev\***

*Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia*  
*\*arseniev62@mail.ru*

**Abstract.** At present, the issue of oil and gas potential in the Kurgan region, the question remains open. Without convincing evidence, some specialists believe that the depths of the Kurgan Trans-Urals is of little interest for hydrocarbon extraction.

On the other hand, some experts suggest that, although the hydrocarbon deposits in the region are not large, their discovery is possible if the directions for exploration and prospecting work are carefully justified, with special attention to Paleozoic deposits.

The aim of the study is to examine the gas potential of the southern and southeastern parts of the Kurgan region. The method of research is the analytical.

While working, the authors presented data on well testing in the Zverinogolovsky, Lebyazhevsky, Makushinsky, Vargashinsky, and Petukhovsky districts, as well as developed a generalized map of gas manifestations in the study area. Practical importance of the study is in identifying and specifying areas where hydrocarbon exploration and geological surveys should be prioritized.

*Keywords:* Kurgan region, gas occurrences, Zverinogolovsky gas field, dissolved combustible gas, Zverinogolovsky district, Lebyazhevsky district, Makushinsky district, Vargashinsky district, Petukhov district

*For citation:* Leontiev, D. S. & Arsenyev, A. A. (2025). On the prospects of gas potential in the Southern and Southeastern parts of the Kurgan region. *Oil and Gas Studies*, (1), pp. 24-37. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-1-24-37

### **Введение**

В настоящее время Курганская область по факту не является регионом с установленной нефтегазоносностью. В эпоху великих открытий в сфере нефтегазодобычи Советским Союзом проводилось множество геологоразведочных работ. Геологическими исследованиями была охвачена обширная территория Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Внимание геологов также привлекала и территория Курганской области. С 1973 по 2008 год в ней было пробурено более 30 скважин, ни одна из которых не вскрыла залежи нефти и газа. Однако при изучении геологического материала, отчетов и дел скважин у нас сложилось впечатление, что работы были проведены не в полной мере.

### **Объект и методы исследования**

Объектом исследования выступает южная и юго-восточная части Курганской области. Метод исследования — аналитический.

### **Результаты**

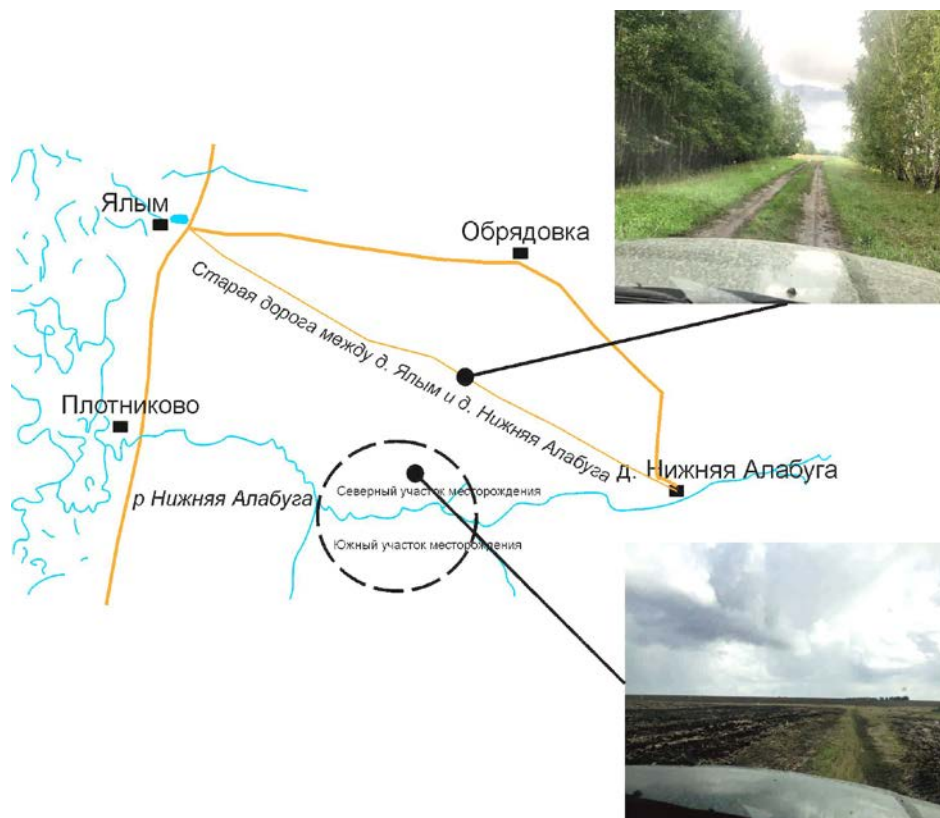
Первые упоминания о газопроявлениях на юге Курганского Зауралья датируются 30-ми годами XX века, когда в 35 километрах к северо-востоку от села Звериноголовское на территории Березовского совхоза в неглубоких скважинах (от 15 до 35 м) были зафиксированы газопроявления (азота) [1, 4, 5]. Согласно источнику [2] территория газопроявлений разделялась рекой Нижняя Алабуга на северный и южный участки. Материалы описания азотного месторождения газа опубликованы в 1938 году Н. П. Ростовцевым [1] и упомянуты в статье Н. П. Туаева [2].

Для справки: в указанный отрезок времени эта территория относилась к Челябинской области. В настоящее время ранее описываемое Зве-

риноголовское месторождение азотного газа расположено на территории Притобольного района Курганской области (сформированной в 1943 году) между населенными пунктами Ялым — Плотниково — Нижняя Алабуга (рис. 1).

Сам Н. П. Ростовцев отмечал этот крайне нерядовой факт как благоприятную возможность найти углеводороды в звериноголовских газах [1].

Более подробно о месторождении можно прочесть в статье, опубликованной авторами в журнале «Разведка и охрана недр» в 2023 году [3].



**Рис. 1. Схема местонахождения Звериноголовского месторождения газа (фотографии авторов)**

Через пару лет в Макушинском районе в скважине (рис. 2), пробуренной Главнефтеразведкой, на глубине 620–719 м в меловых отложениях был встречен газоводонасыщенный горизонт с дебитом воды 850 м<sup>3</sup>/сут. Согласно документу<sup>1</sup> вода соленая, с температурой у устья скважины 23 °С.

<sup>1</sup> Пояснительная записка к карте нефтеносности Урала (Свердловская, Молотовская, Курганская и Челябинская области) по состоянию на 01.01.1946 г. (Геологический отчет)

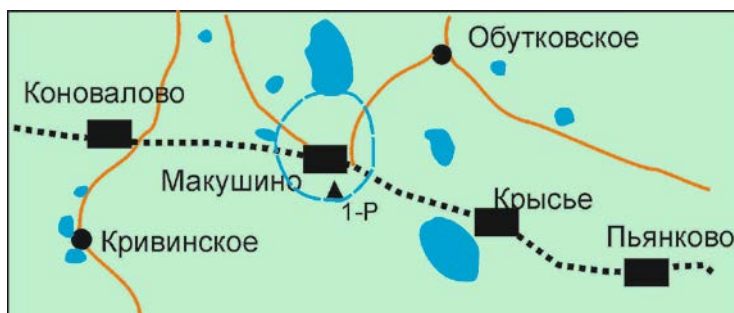


Рис. 2. Схема местонахождения Макушинской скважины 1-Р

Признаков нефтеносности в породах, пройденных скважиной, обнаружено не было. Свободной газовой залежи, по имеющимся фактам и мнению авторов<sup>2</sup>, нет. Выделение газа из соленой воды происходило на устье скважины при изливе. По анализам лаборатории «Гелиегазразведки» состав газа следующий:  $N_2$  — 75 %,  $CH_4$  — 5,5 %, содержание тяжелых углеводородов — 0,1 %, редких газов — 0,85 %.

Позднее в этом же районе в 1979 году была пробурена Сухменская параметрическая скважина<sup>3</sup> (рис. 3).



Рис. 3. Схема расположения Сухменской скважины

В скважине было испытано несколько объектов. Объект I в интервале глубин 495–1500 м (палеозойские отложения). Параметры глинистого раствора при вскрытии: удельный вес —  $1,21 \text{ г/см}^3$ ; вязкость — 30 сек; водоотдача —  $18 \text{ см}^3$  за 30 минут.

Забой скважины находится на глубине 1 500 м. Скважина испытывалась открытым стволом. Вызов притока осуществлялся сменой глинистого раствора на воду и снижением уровня воды с помощью бурильного ин-

<sup>2</sup> Пояснительная записка к карте нефтеносности Урала (Свердловская, Молотовская, Курганская и Челябинская области) по состоянию на 01.01.1946 г. (Геологический отчет)

<sup>3</sup> Дело скважины № 1 Сухменской площади, 1978 г.

струмента до 300 м. В итоге был испытан только один объект, по результатам работ в котором был получен приток пластовой воды с растворенным горючим газом, дебит —  $108 \text{ м}^3/\text{сут}$  при  $H_d = 140 \text{ м}$ . Газовый фактор = 0,5. Состав газа:  $\text{N}_2$  — 80,6 %;  $\text{O}_2$  — 15,38 %;  $\text{CH}_4$  — 2,83 %,  $\text{CO}_2$  — 1,19 %.

Второй объект находился в интервале глубин 475–485 м (кровля палеозойских отложений). Вскрытие горизонта проведено перфоратором ПКС-80, из расчета 14 отверстий на 1 п. м., всего 140 отверстий. После очистки скважины бурильным инструментом отобраны пробы воды и растворенного газа.

Состав газа:  $\text{N}_2$  — 83,82 %;  $\text{O}_2$  — 11,57 %;  $\text{CH}_4$  — 2,81 %,  $\text{CO}_2$  — 1,80 %.

Позднее в 2007 году Правдинской геологоразведочной экспедицией была пробурена скважина № 1 на Северо-Привольной площади (глубина скважины — 2 402,5 м) [6].

По предварительным данным этих исследований получены следующие результаты: газ, выделенный с глубин 1 906–1 908 м, аналогичен по составу нефтяному газу из пластовой нефти Кальчинского месторождения Тюменской области.

Из интервала 2 082–2 201 м в газовой фазе происходит нарастание содержания  $\text{C5+}$ высшие (нефтяной газ) до максимального значения 4,72 % мольных в составе газа и 8,50 % мольных в углеводном составе газа при одновременном снижении содержания азота в составе газа с 57,29 до 44,27 %.

На глубине 2 236 м наблюдается повышение газопоказания метана — 74,65 %,  $\text{C5+}$ высшие — 8,3 %.

Исследованный интервал разреза пробуренной скважины № 1 Северо-Привольной площади вполне может иметь продуктивные горизонты, особенно интервал глубин 1 900–2 210 м, являющийся перспективным для поиска нефти и газа. На указанных глубинах содержание нефтепродуктов достигает 7 % весовых или порядка 10 % объемных.

В Варгашином районе в 1959 году была пробурена скважина с глубиной забоя — 865,3 м. По результатам испытаний четырех объектов получены притоки пластовой воды с растворенным горючим газом дебитом от 16,2 до 46,1  $\text{м}^3/\text{сут}$ . [8].

В этом же районе в 1984 году Иртышская нефтеразведочная экспедиция вблизи озера Иванково пробурила структурно-поисковую скважину Дубровненская № 1<sup>4</sup> (рис. 4).

В этой скважине на глубине 819 м были вскрыты серые гравелитистые песчаники с характерным запахом газа.

---

<sup>4</sup> Дело Дубровненской структурно-поисковой скважины 1, 1984 г.



Рис. 4. Схема расположения скважины Дубровненская № 1

В интервале глубин от 565 до 585 м был получен приток пластовой воды с растворенным горючим газом дебитом  $0,8 \text{ м}^3/\text{сут.}$  (газовый фактор —  $0,6 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ).

В Петуховском районе в 1962 году в нескольких километрах к северу от станции Петухово Уральским геологическим управлением была пробурена скважина № 4-Г, в которой в интервале глубин от 902 до 928 м был отобран керновый материал песчано-гравийного состава с запахом бензина. В процессе пробного откачивания пластовой воды с глубины 928 м произошел газоводяной выброс. Состав газа — азотно-метановый (86 % метана и 13 % азота). Однако скважина не каротировалась и не испытывалась. Более подробно с перспективами газоносности Петуховского района можно ознакомиться в статье [7].

Учитывая полученные результаты бурения скважины и факт наличия в ней углеводородов, в январе 1963 года геологическое совещание Уральского геологического управления постановило: «провести в 1963–1964 гг. площадные сейсморазведочные работы на Петуховской площади Курганской области с целью подготовки структуры для глубокого разведочного бурения на нефть и газ» [7].

По их результатам было установлено спокойное залегание осадков мезокайнозойского возраста и выявлена слабая дислоцированность горных пород палеозойского комплекса. Изучение поверхности нижнего отражающего горизонта, который увязывался или с низами мезозойских отложений или кровлей палеозойского фундамента, позволило выделить три локальные антиклинальные структуры. Одна из них — Медведевская (рис. 5), расположенная в районе озера Медвежье. Ее размеры составляют  $4 \times 13 \text{ км}$ , сама структура оконтурена изогипсой 700 м, амплитудой 50 м. Структура имеет неправильную, вытянутую в меридиональном направлении форму.



Рис. 5. Медведевская антиклинальная структура

На вышеупомянутой структуре с 1963 по 1965 год ПГО «Тюмень-нефтегеология» пробурила 4 скважины: №№ 2-ПР, 3-ПР, 4-ПР, 5-ПР. В процессе освоения этих скважин были получены притоки минерализованной пластовой воды с растворенным горючим газом (состав газа — азотно-метановый). Дебиты скважин по жидкости составляли от 40 до 269 м<sup>3</sup>/сут, а дебиты газа — от 22 до 69 м<sup>3</sup>/сут (газовый фактор 0,3–0,4 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>).

Позднее, в 80-х годах XX века, в этом же районе были пробурены Западно-Петуховская-1 и Западно-Петуховская-2 скважины (рис. 6).



Рис.6. План расположения скважин Западно-Петуховская-1 и 2

Западно-Петуховская скважина № 1 была заложена на юго-западном куполе Западно-Петуховского поднятия<sup>5</sup>.

После окончания бурения в скважине было произведено испытание трех объектов: 1 объект в открытом стволе, объекты 2 и 3 — в колонне. Вызов притока осуществлялся с помощью компрессора понижением уровня.

В результате испытания первого объекта в скважине в интервале глубин от 1 067 до 2 357 м, представленный песчаниками, гравелитами и аргиллитами, был получен приток пластовой воды дебитом 12 м<sup>3</sup>/сут при Нср.дин — 700 м. Статический уровень — 17,5 м от стола ротора.

Второй объект в интервале 836–850 м представлен известняковой брекчийей. В результате испытания, при депрессии 85,3 атм, было получено 150 л фильтрата глинистого раствора и 100 л пластовой воды.

Третий объект в интервале 718–730 м (подошва мезозоя — кровля палеозоя) представлен глинами с примесью щебня и известняками. В результате испытания был получен приток пластовой воды с растворенным горючим газом дебитом 2 м<sup>3</sup>/сут. при Нср.дин — 650 м. Газовый фактор — 0,75 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Статический уровень — 8 м от стола ротора.

Через три года в 1986 году была пробурена скважина Западно-Петуховская-2. Фактический забой скважины составил 770 м в палеозойских отложениях (проектная глубина скважины — 850 м).

Скважина пробурена на сводовой части одноименного поднятия, выявленного по кровле доюрского комплекса, с целью определения стратиграфического уровня доюрского комплекса пород, изучения литологии и коллекторских свойств, оценки перспектив нефтегазоносности эрозионно-тектонических выступов доюрского комплекса<sup>6</sup>.

Однако скважина не была испытана. Были проведены лишь геофизические исследования, по результатам которых был сделан вывод о том, что пласты характеризуются как водоносные.

В Лебяжьевском районе в 1978 году ПГО «Новосибирскгеологией» в восточной части Курганского сейсмического профиля была пробурена структурно-картировочная скважина Лебяжьевская № 1 с целью картирования западного крыла Лебяжьевского положительного структурного перегиба и поисков флюидосодержащих горизонтов с глубиной забоя 1 200 м<sup>7</sup> (рис. 7).

В процессе бурения скважины нефтегазопроявлений не отмечалось, кроме интервала 1 008–1 084 м, где наблюдались повышенные газопоказания. Однако в деле скважины прописано, что интереса этот интервал не представляет, так как газ полностью был представлен водородом.

<sup>5</sup> Материалы на ликвидацию Западно-Петуховской параметрической скважины 1, 1983 г.

<sup>6</sup> Дело Западно-Петуховской структурно-поисковой скважины 2, 1984 г.

<sup>7</sup> Дело скв. 1 Лебяжьевской структурно-поисковой, 1976 г.



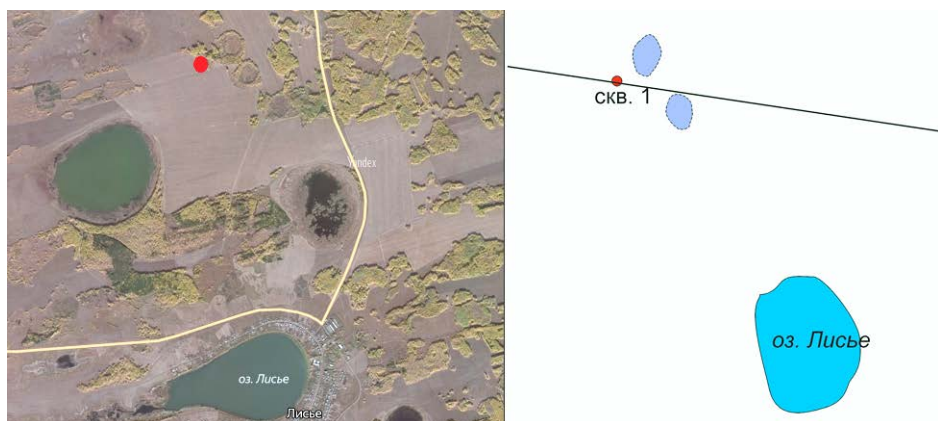


Рис. 7. Схема расположения скважины Лебяжьевская № 1

В результате испытания первого объекта в интервале 653,3–1 200 м методом снижения уровня жидкости в скважине желонкой до глубины 650 м притока пластового флюида замечено не было.

Второй объект испытания: 570–578 м и 585–598 м (перфорация), подошва мезозойских отложений — кровля доюрского комплекса пород.

Вскрытие горизонта проведено перфораторами ПКС-80, всего в кондукторе сделано 140 отверстий. После перфорации нефтегазопроявлений не наблюдалось. Динамический уровень жидкости находился на глубине 275 м. Через 165 часов он поднялся до глубины 69,5 м (на 205,5 м).

С целью очистки зоны перфорации был спущен бурильный инструмент, скважина была промыта технической водой в течение 20 часов. После очистки зоны перфорации проведены работы по возбуждению пласта. С этой целью был спущен бурильный инструмент с обратным клапаном на глубину 590 м. Методом прямой промывки отобраны пробы минерализованной воды и растворенного газа. Газовый фактор —  $0,76 \text{ м}^3/\text{м}^3$ . Состав газа:  $\text{N}_2$  — 26,8 %;  $\text{O}_2$  — 0,68%;  $\text{CH}_4$  — 72,52 %.

В том же году была пробурена скважина Лебяжьевская № 2 с целью поисков флюидосодержащих горизонтов с глубиной забоя 1 450 м (рис. 8).

В процессе бурения скважины, в интервале глубин 678–685 м, происходило интенсивное разгазирование буровой промывочной жидкости, удельный вес раствора снизился с 1,16 до 1,06 г/см<sup>3</sup>, вязкость увеличивалась с 30 до 45 сек. Было отмечено резкое увеличение проходки, что является одним из косвенных признаков газонефтеводопроявления.

При освоении скважины методом снижения уровня раствора в кондукторе до глубины 324 м был получен приток пластовой воды с растворенным газом дебитом 3,23 м<sup>3</sup>/сут. (газовый фактор — 0,21 м<sup>3</sup>/т.). Отобрано две пробы газа. В первой пробе состав газа:  $\text{CH}_4$  — 26,48 %,  $\text{O}_2$  — 7,2 %,  $\text{CO}_2$  — 0,72 %,  $\text{N}_2$  и редкие — 65,6 %. Во второй пробе:  $\text{CH}_4$  — 40,28 %,  $\text{O}_2$  — нет,  $\text{CO}_2$  — 1,1 %,  $\text{N}_2$  и редкие — 58,62 %.



Рис. 8. Схема расположения скважины Лебяжьевская № 2

В 1981 году в Звериноголовском районе в скважине Диванкульская № 5, заложенной вблизи деревни Комсомолец (в настоящее время — Комсомольская), было испытано несколько объектов. В результате испытания первого объекта в интервале глубин 335,8–1 209,2 м (палеозой) был получен приток пластовой воды с растворенным горючим газом дебитом 66 м<sup>3</sup>/сут. Газовый фактор — 0,3 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> [3].

По результатам испытания второго объекта в интервале 335,8–580 м был получен приток минерализованной пластовой воды дебитом 34 м<sup>3</sup>/сут. Скважина ликвидирована.

В скважине Диванкульская № 6, также пробуренной в Звериноголовском районе в 1981 году, были проведены геохимические исследования с целью изучения вертикального распределения углеводородных газов и рассеянного органического вещества пород по разрезу скважины для определения интенсивности диффузионного газового потока и выделения нефтегазоносных толщ [3].

По результатам исследований все проанализированные пробы газа из образцов пород в том или ином количестве содержали углеводородные газы. Основным углеводородным компонентом являлся метан, на долю которого приходилось от 80 до 100 % общего УВГ в этой скважине. Гомологи метана были представлены до пентана включительно и распределялись по этому ряду в убывающем порядке. Количество тяжелых углеводородов предельных (этан + высшие) изменялось от 0 до 35,1 % и составляло в среднем 10,65 %.

Наряду с углеводородами предельного ряда в проанализированных пробах присутствовали и непредельные газы: этилен, пропилен и редко бутулен. Содержание непредельных углеводородов изменялось от 0 до 17,39 % при среднем 6,4 %.

Обобщенная схема проявлений газа в скважинах представлена на рисунке 9.

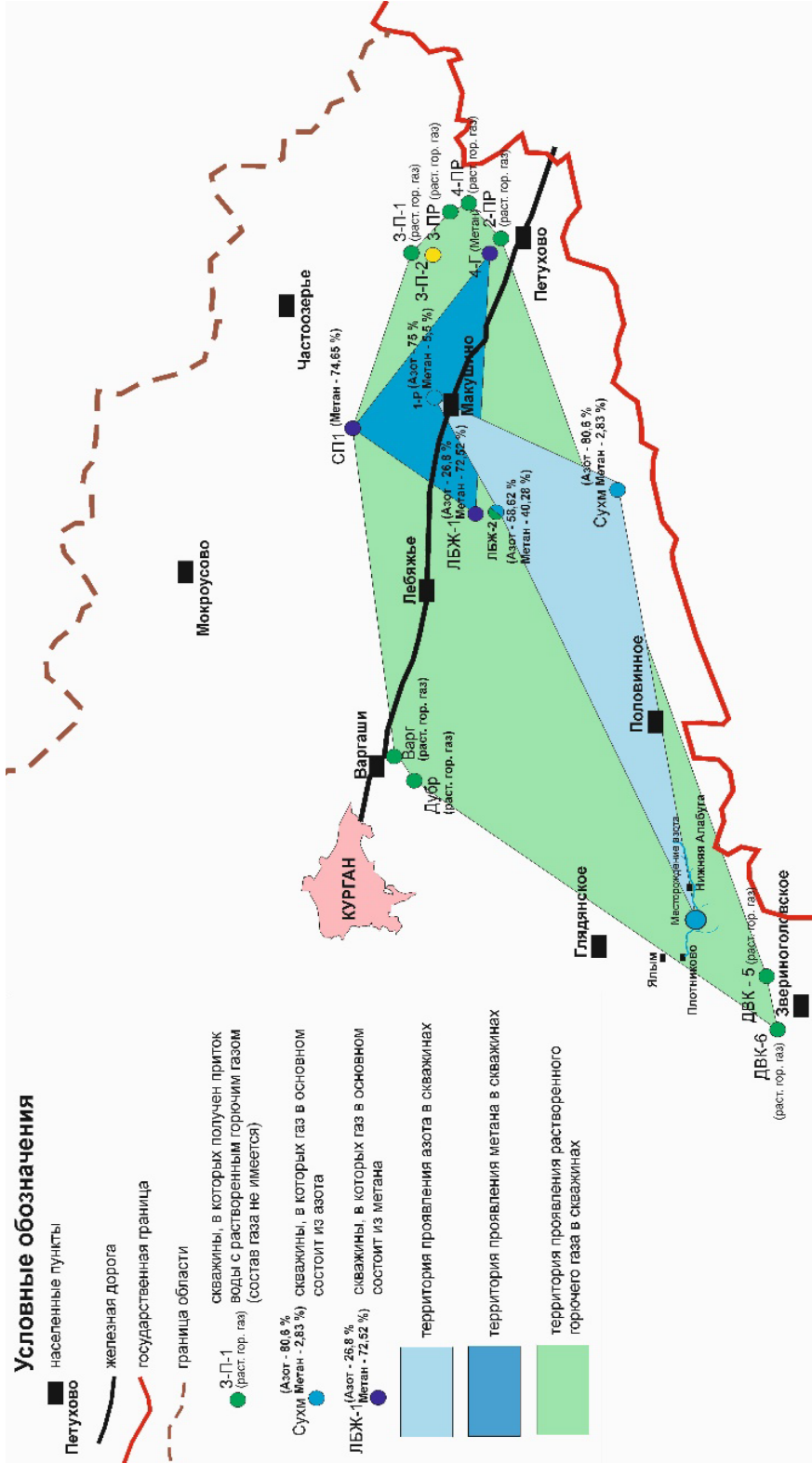


Рис. 9. Обобщенная схема проявлений газа в скважинах южной и юго-восточной частей Курганской области

На продолжение поисково-разведочных работ на нефть и газ в первую очередь перспективны территории Макушинского, Лебяжьевского и Петуховского районов.

На территории Звериноголовского месторождения газа, скважины Сухменская, Макушинская и Лебяжьевская-2 (в которой содержание азота и метана почти по 50 %) возможно нахождение месторождения азота, и это тоже перспективно.

На территории России имеются такие месторождения, и одно из них — Эльгинское месторождение азота<sup>8</sup>.

Оно расположено в Магаданской области и представляет собой значительный ресурс для развития химической промышленности и сельского хозяйства. Здесь добывается чистый и концентрированный азот — важный элемент для производства удобрений, пластмасс и других химических продуктов. Добыча азота на Эльгинском месторождении позволяет обеспечить качественные сырьевые ресурсы для сельского хозяйства, улучшая урожайность и качество сельскохозяйственных культур. Кроме того, азот может использоваться как средство для очистки воды и воздуха, способствуя сохранению экологической чистоты и здоровья населения.

### **Выводы**

В завершение хотелось бы привести слова доктора геолого-минералогических наук, профессора Тюменского индустриального университета Ивана Ивановича Нестерова. В 2013 году он поделился своим мнением относительно перспектив нефтегазоносности Курганской области [8].

Нестеров говорил, что «...привычной для нас добычи нефти в Курганской области не было и нет. Наша задача сейчас — проанализировать весь материал, который имеется по данной территории. В свое время там было пробурено 5 глубоких скважин и везде мы получили отрицательные результаты. Но это не говорит о том, что в Курганской области нефти нет. Просто это сложный район».

По его мнению, нужно проследить до границ Тюменской области полосу, которая может оказаться перспективной на нефть и газ. «Необходимо начать исследования от точки, где доказано, что нефть есть, пусть ее немного — это не имеет значения. Где есть малое количество — там можно найти и большие залежи. Пока там нет ни одного месторождения нефти и газа, но есть газ, растворенный в подземных водах. По всей территории Западной Сибири, включая Курганскую область, 630 трлн м<sup>3</sup> метана находится в растворенном состоянии в воде. Но пока нет технологий по его извлечению».

Исследуемая территория, в первую очередь — Макушинский, Лебяжьевский и Петуховский районы — перспективна с точки зрения продолжения поисково-разведочных работ на нефть и газ.

---

<sup>8</sup> Дело скв. № 2 Лебяжьевской площади, 1978 г.

Предложим общие рекомендации к выполнению поисково-разведочных работ на территории Петуховского района.

1. Применить комплекс сейсморазведочных работ.
2. Провести дополнительный комплекс геологической и геоморфологической съемки, электроразведку и геохимию.

Электроразведку необходимо осуществить для выявленной антиклинальной структуры вблизи озера Медвежье, что поможет более точно ее оконтурить, а также оценить перспективность обнаружения новых залежей углеводородов с вероятностью более 90 % в пределах выявленной сейсморазведкой положительной структуры. Далее следует локализовать места наибольшего скопления углеводородов для определения точки заложения поисковых и разведочных скважин.

3. При постановке программы бурения поисковых и разведочных скважин в районе необходимо предусмотреть точку заложения скважины вблизи озера Актабан. Проведенный анализ геолого-геофизической информации гравиметрических и магниторазведочных исследований позволяет с большой уверенностью говорить о перспективности открытия залежи углеводородов в районе озера.

Теперь дадим общие рекомендации к осуществлению поисково-разведочных работ на территории Макушинского и Лебяжьевского района.

1. Провести комплекс сейсморазведочных работ.
2. Применить дополнительный комплекс геологической и геоморфологической съемки, электроразведку и геохимию.
3. Определить точки заложения поисковых скважин.

#### **Список источников**

1. Ростовцев, Н. П. Звериноголовское месторождение газа в Челябинской области / Н. П. Ростовцев. – Ленинград, 1938. – 7 с. – Текст : непосредственный.
2. Туаев, Н. П. О нефтеносности Звериноголовского района в Челябинской области / Н. П. Туаев. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 1937. – № 11. – С. 66–67.
3. Леонтьев, Д. С. О перспективах нефтегазоносности Звериноголовского района Курганской области / Д. С. Леонтьев, А. А. Арсеньев – DOI 10.53085/0034-026X\_2023\_05\_37. – Текст : непосредственный // Разведка и охрана недр. – 2023. – № 5. – С. 37–43.
4. Ростовцев, Н. Н. Газоносность мезозойских отложений южной полосы Западно-Сибирской низменности / Н. Н. Ростовцев. – Москва, 1936 г. – Текст : непосредственный.
5. Туаев, Н. П. Проблема нефтеносности Западно-Сибирской низменности в свете новых данных / Н. П. Туаев // Нефтяное хозяйство. – 1937. – № 9. – С. 52–57.
6. Анализ и перспективы поисково-разведочных работ на нефть и газ в Курганской области : монография / А. А. Арсеньев, В. М. Александров, А. Ю. Белоносков [и др.] ; под редакцией А. Р. Курчикова ; Тюменский индустриальный университет. – Тюмень : ТИУ, 2019. – 265 с. – Текст : непосредственный.

7. Леонтьев, Д. С. К вопросу о перспективах нефтегазоносности Петуховского района Курганской области / Д. С. Леонтьев, А. А. Арсеньев. – Текст : непосредственный // Инженер-нефтяник. – 2023. – № 3. – С. 26–33.

8. Аккредитация в образовании: сайт . – URL : [https:// akvobr.ru/v\\_kurganskoi\\_oblasti\\_net\\_bolshih\\_zapasov\\_nefti.html](https://akvobr.ru/v_kurganskoi_oblasti_net_bolshih_zapasov_nefti.html). – Текст : электронный.

### **References**

1. Rostovtsev, N. P. (1938). Zverinogolovskoe mestorozhdenie gaza v Chelyabinskoy oblasti. Leningrad, 7 p. (In Russian).

2. Tuaev, N. P. (1937). O neftenosnosti Zverinogolovskogo rayona v Chelyabinskoy oblasti. Neftyanoe khozyaystvo, (11), pp. 66-67. (In Russian).

3. Leontev, D. S., & Arsenev, A. A. (2023). Ut the prospects of oil and gas Zverinogolovsky district of Kurgan region. Prospect and protection of mineral resources, (5), pp. 37-43. (In Russian).

4. Rostovtsev, N. N. (1936). Gazonosnost' mezozoyskikh otlozheniy yuzhnoy po-losy Zapadno-Sibirskoy nizmennosti. Moscow. (In Russian).

5. Tuaev, N. P. (1937). Problema neftenosnosti Zapadno-Sibirskoy nizmennosti v svete novykh dannykh. Neftyanoe khozyaystvo, (9), pp. 52-57. (In Russian).

6. Arsenyev, A. A., Aleksandrov, V. M., Belonosov, A. Yu., Zakirov, N. N., Mamyashev, V. G., Mulyavin, S. F.,... & Yagafarov, A. K. (2019). Analiz i perspektivy poiskovo-razvedochnykh работ na нефть i газ v Kurganskoy oblasti. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., 265 p. (In Russian).

7. Leont'ev, D. S., & Arsen'ev, A. A. (2023). On the prospects of oil and gas potential of the Petukhov district of the Kurgan region. Inzhener-nefyanik, (3), pp. 26-33. (In Russian).

8. Akkreditatsiya v obrazovanii. (In Russian). Availabl at: [https://akvobr.ru/v\\_kurganskoi\\_oblasti\\_net\\_bolshih\\_zapasov\\_nefti.html](https://akvobr.ru/v_kurganskoi_oblasti_net_bolshih_zapasov_nefti.html)

### **Информация об авторах / Information about the authors**

**Леонтьев Дмитрий Сергеевич,**  
кандидат технических наук, доцент  
кафедры бурения нефтяных и газовых  
скважин, Тюменский индустриальный  
университет, г. Тюмень

**Dmitry S. Leontiev,** Candidate of  
Engineering, Associate Professor at the  
Department of Oil and Drilling, Industrial  
University of Tyumen

**Арсеньев Алексей Аркадьевич,**  
доцент кафедры геологии месторож-  
дения нефти и газа, Тюменский индустриальный  
университет, г. Тюмень,  
[arsenevaa@tyuiu.ru](mailto:arsenevaa@tyuiu.ru).

**Alexey A. Arsenyev,** Associate  
Professor of the Department of Oil and  
Gas Field Geology, FSBEI VO TIU, [arsenevaa@tyuiu.ru](mailto:arsenevaa@tyuiu.ru).

Статья поступила в редакцию 12.12.2024; одобрена после рецензирования 09.01.2025; принята к публикации 13.01.2025.

The article was submitted 12.12.2024; approved after reviewing 09.01.2025; accepted for publication 13.01.2025.