

УДК 553.9

**Результаты бурения Курган-Успенской-1 параметрической скважины и
перспективы поиска нефти и газа в восточной части Курганской области**

А. А. Арсеньев^{1*}, А. Ю. Белоносов¹, С. Ф. Мулявин²

¹Тюменский филиал Территориального фонда геологической информации по
Уральскому федеральному округу, г. Тюмень, Россия

²Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

*e-mail: aarseniev62@mail.ru

Аннотация. В работе представлены основные аспекты заложения параметрической Курган-Успенской-1 скважины. Кратко освещены основные итоги по исследованию и испытанию перспективных горизонтов, вскрытых скважиной. Сформулированы выводы и предложения по продолжению поисков нефти и газа в Курганской области. Полученные при бурении параметрической скважины данные дают основание для пересмотра тектоники восточной части Курганской области и геологического строения доюрского фундамента.

Ключевые слова: Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция; доюрский комплекс; карбонатно-терригенные отложения; палеозойские отложения

**The results of drilling the parametric Kurgan-Uspenskaya-1 well
and the prospecting for oil and gas in the eastern part of Kurgan region**

Alexey A. Arsenyev^{1*}, Alexey Yu. Belonosov¹, Semen F. Mulyavin²

¹Tyumen branch of the Territorial Fund of Geological Information in the Ural Federal District, Tyumen, Russia

²Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

*e-mail: aarseniev62@mail.ru

Abstract. The article presents the main aspects of the laying of the parametric Kurgan-Uspenskaya-1 well. We briefly have covered the main results of research and testing of promising horizons exposed by the well. In addition, we have made conclusions and proposals for continuing the prospecting for oil and gas in Kurgan region. The data obtained during the drilling of a parametric well provide a basis for revising the tectonics in the eastern part of Kurgan region and the geological structure of the pre-Jurassic basement.

Key words: West Siberian oil and gas bearing province; the pre-Jurassic complex; carbonate-terrigenous deposits; paleozoic deposits

Введение

В геологическом отношении параметрическая Курган-Успенская-1 скважина расположена в южной части Макушинского грабен-синклинория западного окончания Вагай-Ишимской впадины Западно-Сибирской плиты, в районе сочленения Уральской складчатой области и Казахстанского палеоконтинента.

Достигнутая глубина забоя скважины составляет 2 503,3 м. Бурением вскрыты мезозойско-кайнозойский осадочный чехол, представленный терригенными отложениями четвертичной, неогеновой, палеогеновой и меловой систем, а также карбонатные и магматические образования доюрского фундамента, относящиеся к геологическому временному отрезку от позднего девона до раннего карбона.

Объект и методы исследования

Рассматриваются результаты бурения параметрической Курган-Успенской-1 скважины, которая специально была пробурена для изучения палеозойского разреза. Приведено подробное описание кернового материала и сделаны выводы о дальнейших поисках нефти и газа на территории Курганской области.

Очевидно, что полученные при бурении параметрической скважины данные дают основание для выработки программы по проведению дальнейших комплексных геофизических и геологических исследований и переоценки перспектив нефтегазоносности доюрского фундамента западной окраины Вагай-Ишимской впадины, охватывая и сопредельные территории. И это, вполне вероятно, приведет к пересмотру тектоники восточной части Курганской области и геологического строения доюрского фундамента.

Результаты

Геолого-геофизические и геохимические исследования Курганской области были начаты еще 80 лет назад, однако до сих пор степень изученности данной территории остается низкой. В конце 40-х годов был обоснован тезис о нефтегазоперспективности доюрских карбонатных комплексов. Мезозойско-кайнозойские отложения еще тогда рассматривались как бесперспективные в связи с малой толщиной. Геолого-геофизические работы 60–80-х годов выявили хорошие коллекторские свойства терригенных и карбонатных коллекторов среднего и верхнего девона и известняков нижнего отдела каменноугольной системы. Именно в этих отложениях предполагали возможные ловушки и зоны аккумуляции углеводородов [1, 2].

Параметрическая Курган-Успенская-1 скважина специально была пробурена для изучения палеозойского разреза. Поэтому основной акцент был сделан на отбор образцов карбонатного состава, предположительно, девонского и каменноугольного возраста.

В административном отношении скважина расположена в Половинском районе Курганской области Уральского федерального округа РФ. Координаты скважины — 54°51'43" с.ш., 66°24'34" в.д. Ближайшие населенные пункты: г. Курган (145 км), с. Половинное (45 км), с. Чернавчик (7 км ЮВВ), д. Батырево (3,7 км СЗЗ) (рисунок).

Скважина пробурена до глубины 2 503,3 м. В интервале 5–469 м скважиной вскрыт мезозойско-кайнозойский осадочный чехол, представленный преимущественно слабо консолидированными терригенными отложениями четвертичной (5–9 м), неогеновой (9–23 м), палеогеновой (23–~220 м) и меловой (~220–469 м) систем. Ниже и до забоя вскрыты, датируемые поздним девонem — ранним карбоном, сложно дислоцированные в разной степени измененные вулканотерригенные, карбонатные и магматические образования доюрского фундамента.

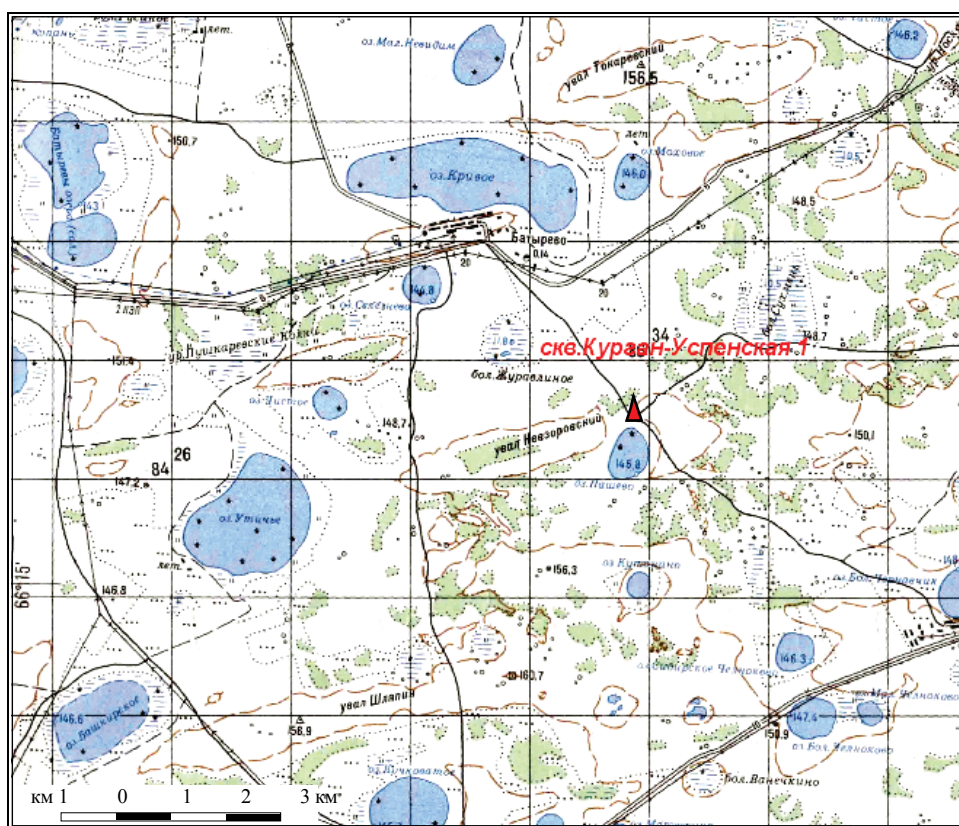


Рисунок. Географическая привязка параметрической Курган-Успенской-1 скважины

По разрезу целевого горизонта — палеозойского фундамента в интервале 476–2 503,3 м отобрано 340,3 пог. м керна, что составляет 69,6 % от проходки с отбором керна.

В эксплуатационной колонне было проведено испытание сваби́рованием четырех объектов возможных коллекторов неясного насыщения в карбонатных отложениях верхнего девона и нижнего карбона, намеченных по результатам интерпретации геофизических исследований скважин.

Нефтегазоносность Курганской области связывается с восточной частью территории (Вагай-Ишимская впадина) и, в основном, палеозойскими резервуарами и ловушками. Менее привлекательны мезозойские отложения. Особенно выделяются фильтрационно-емкостные свойства известняков верхнего девона и нижнего карбона. Однако в пробуренных скважинах, притоков нефти получено не было [3–5].

А. В. Рыльков привел данные по оценке начальных ресурсов углеводородов в наиболее перспективной, по его мнению, Вагай-Ишимской впадине. К нефтеперспективным отнесены известняки верхнедевонско-нижнекаменноугольных и песчаники среднедевонских отложений.

По результатам наземных геохимических работ выделены зоны разуплотнения и дезинтеграции в доюрском основании, безкорневые складки сжатия, палеодолины, палеоруслы, а также выявлены аномалии высокомолекулярных компонентов, содержащихся во всех нефтях мира.

Региональному агентству по недропользованию «Уралнедра» было рекомендовано в 2007–2008 гг. провести площадные поисковые сейсморазведочные работы в комплексе с вариационными углеводородно-геофизическими исследованиями. Но вместо данных рекомендаций было принято решение о бурении параметрической Курган-Успенской-1 скважины.

Кроме того, место заложения параметрической Курган-Успенской-1 скважины было изменено от первоначального и перенесено восточнее от границы нефтеперспективного участка на ≈ 10 км. Поэтому нефтеперспективность Успенской зоны не может быть охарактеризована результатами бурения только одной скважины, пробуренной совершенно в иных геологических условиях, нежели рекомендованный нефтеперспективный участок.

По данным Н. В. Лопатина и Т. П. Емец (ФГУП ГНЦ ВНИИГеосистем) в изученном разрезе дислоцированных образований верхнего девона и нижнего карбона не установлено толщ, которые могли быть отнесены даже к бедным источникам нефти и газа.

В Тимано-Печорском и Волго-Уральском бассейнах традиционно выделяется доманиковый (франские карбонатно-глинистые отложения D_3) комплекс — классический нефтематеринский источник. Теоретически ожидаемый нижнефранский (D_3f_1) доманиковый нефтематеринский источник скважиной не вскрыт. В рассматриваемом разрезе отложения этого возраста претерпели сильные катагенетические изменения, полностью (за редкими исключениями в отдельных тонких прослоях) утратили свой исходный нефтегенерационный потенциал и находятся ныне на стадии остаточной генерации газа.

В изученном разрезе не встречено углистых включений и прослоев, что сделало невозможным определение зон катагенеза. Пиролитический параметр $T_{\max}$ в образцах не информативен и чаще не определяется, что объясняется низким содержанием $C_{\text{орг}}$ (исключение составляют единичные образцы) и количественными определениями нефтегенерационного потенциала (S_2) пород. Все это не позволило определить катагенетическую зональность геологического разреза.

Результаты химико-битуминологических исследований состава битумоидов показывают, что в отложениях верхнего девона и нижнего карбона, вскрытых скважиной, были два различных нефтематеринских источника: первый — со смешанным типом керогена с преобладанием гумусового органического вещества; второй — морской кероген типа II, генетически связанный с фито- и зоопланктоном зоны фотосинтеза в первичном морском бассейне. Однако в разрезе не встречены нефтематеринские толщи минимально необходимой мощности для коммерческой по масштабам генерации нефти. Кроме того, степень катагенетической преобразованности отложений свидетельствует об истощении нефтегенерационного потенциала органического вещества пород [3, 5].

По результатам всего комплекса исследований проведено историко-геологическое моделирование осадочного разреза скважины. Сделан вывод, что в изученном районе образование нефти достигало высоких значений в 0,27–0,30 млн т/м² в конце каменноугольного — пермское время, затем интенсивность процесса упала до 0,11–0,12 млн тонн и УВ-генерационный потенциал был истощен к началу мезозоя. Образование «жирного» по составу углеводородного газа и конденсата продолжалось и в мезозойское время с низкой степенью интенсивности (0,10–0,11 млн т/м²). Образование масс метанового газа с примерно постоянной интенсивностью (0,08–0,09 млн т/м²) продолжается на протяжении всего мезозойско-кайнозойского этапа геологи-

ческой истории региона. Таким образом, породы фундамента утратили свой исходный нефтегенерационный потенциал и находятся ныне на стадии остаточной генерации газа.

Таким образом, бурение параметрической Курган-Успенской-1 скважины, выполнило основную задачу проекта и подтвердило отсутствие предпосылок коммерческой нефтегазоносности в палеозойских отложениях данного района.

Эти результаты свидетельствуют об отсутствии чрезвычайно важной геохимической предпосылки для проведения успешных поисково-разведочных работ на нефть и газ в восточных районах Курганской области.

По данным микропетрографического, пиролитического и люминесцентно-битуминологического изучения органического вещества палеозойских пород разреза скважины (М. Г. Фрик, ОАО «КамНИИКИГС») получены следующие результаты:

1. В интервале 540–1 033 м обнаружена микронепфть в виде асфальтово-смолистого битумоида в микротрещинах с легким буроватым ореолом рассеяния. Битумоиды преимущественно сингенетичные кислого ряда выявлены в концентрациях от следовых до средних и повышенных. Зафиксирован нефтегенерационный потенциал от бедного до удовлетворительного.

2. В интервале 1 040–1 867 м в микротрещинах обнаружено органическое вещество (ОВ) черного цвета со слабым буроватым свечением смолистого битумоида (микронепфти). Породы характеризуются средними и повышенными концентрациями преимущественно сингенетичных битумоидов всех видов. Зафиксирован нефтематеринский потенциал пород от бедного до удовлетворительного и повышенного, свободные углеводороды нефтяного ряда присутствуют в невысоких количествах. Диапазон колебаний пиролитического параметра соответствует начальному и среднему мезокатагенезу и главной зоне нефтеобразования.

3. В интервале 1 904–2 503 м нефтегенерационный потенциал в основном удовлетворительный, нефтяной потенциал низок, пиролитический параметр соответствует начальному мезокатагенезу и главной зоне нефтеобразования [4, 5].

Выявлено, что общей закономерности повышения степени катагенеза ОВ пород с глубиной не наблюдается.

Таким образом, выводы о наличии или отсутствии в разрезе доюрского фундамента юго-западной окраины Вагай-Ишимской впадины условий, благоприятных для процессов нефтегазогенерации и нефтегазоаккумуляции, неоднозначны (В. И. Горбачев, Д. Б. Гуляев, ОАО НПЦ «Недра»).

Необходимость дальнейших комплексных геофизических и геологических исследований и переоценки перспектив нефтегазоносности доюрского фундамента западной окраины Вагай-Ишимской впадины и сопредельных территорий очевидна. Полученные при бурении параметрической скважины данные дают основание для пересмотра тектоники восточной части Курганской области и геологического строения доюрского фундамента.

По результатам бурения параметрической Курган-Успенской-1 скважины можно сделать следующие выводы.

- По результатам наземных углеводородных исследований, проведенных в 2005 году, нефтепоисковый интерес представляет западный склон локального нерасчлененного поднятия, предположительно карбонатного состава (Успенская зона). Место заложения параметрической Курган-Успенской-1 скважины находится на около 10 км восточнее от границы нефтеперспективного участка. Следовательно, нефтеперспективность Успенской зоны не может быть охарактеризована результатами бурения только одной скважины, пробуренной совершенно в иных геологических условиях, нежели рекомендованный нефтеперспективный участок.

- В параметрической Курган-Успенской-1 скважине высокие концентрации компонентов алканового ряда отмечаются в интервале глубин 2 080–2 113,5 м. Ряд н-алканов здесь представлен наиболее полно, хотя верхняя часть интервала характеризуется сравнительно высокой степенью катагенетической преобразованности органического вещества [5]. На отметках 2 313–2 321 м также зафиксированы высокие концентрации н-алканов. Данный интервал не испытывался, несмотря на зону трещиноватости.

- В интервалах 1 720–1 725 и 1 584–1 589 м также зафиксированы высокие значения концентрации н-алканов. Низкие значения паровых залежей. Интервал 1 720–1 725 м соответствует структурному шву основных надвигов. В интервале 1 584–1 589 м слои органогенных известняков (кораллов) расположены почти вертикально к земной поверхности. Утверждать о прямой зависимости высоких концентраций н-алканов в данных интервалах с наличием залежей проблематично, ввиду возможной латеральной миграции (интервал 1 720–1 725 м) либо по пластовой вертикальной миграции (интервал 1 584–1 589 м).

- Для решения вопроса нефтеперспективности Успенской зоны предлагается, согласно принятой стадийности проведения геолого-разведочных работ, поставить комплексные площадные сейсморазведочные и углеводородно-геофизические исследования, по результатам которых следует выбрать место заложения последующей глубокой скважины. Таким образом, совместная геологическая интерпретация вариационных углеводородных и сейсмических данных ускорит открытие залежей нефти в палеозойских отложениях Курганской области.

Выводы

Вместо данных рекомендаций региональному агентству по недропользованию «Уралнедра» в 2007–2008 гг. о проведении площадных поисковых сейсморазведочных работ в комплексе с вариационными углеводородно-геофизическими исследованиями было принято решение о бурении параметрической Курган-Успенской-1 скважины. В процессе принятия решения место заложения параметрической Курган-Успенской-1 скважины было изменено. Точка заложения была перенесена восточнее от границы намеченного изначально нефтеперспективного участка на ≈ 10 км. Таким образом, нефтеперспективность Успенской зоны не может быть охарактеризована результатами бурения только одной скважины, пробуренной совершенно в иных геологических условиях, нежели рекомендованный изначально участок.

Для решения вопроса нефтеперспективности Успенской зоны предлагается, согласно принятой стадийности проведения геологоразведочных работ, поставить комплексные площадные сейсморазведочные и углеводородно-геофизические исследования, по результатам которых следует выбрать место заложения последующей глубокой скважины. Таким образом, совместная геологическая интерпретация вариационных углеводородных и сейсмических данных ускорит открытие залежей нефти в палеозойских отложениях Курганской области.

Библиографический список

1. Решения Межведомственного совещания по рассмотрению и принятию региональной стратиграфической схемы палеозойских образований Западно-Сибирской равнины / Под ред. В. И. Краснова. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1999. – 80 с.

2. Ехлаков Ю. А., Угрюмов А. Н., Санфирова С. С. Новые данные о геологическом строении палеозойского фундамента юга Курганской области (по данным изучения Курган-Успенской параметрической скважины) // Горные ведомости. – 2010. – № 5 (72). – С. 34–51.
3. Результаты проведения геохимических нефтепоисковых исследований на юге Западной Сибири / А. Р. Курчиков [и др.] // VIII Междунар. науч. конгресс: Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2012. Недропользование. Горное дело. Новые направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых: междунар. науч. конф. Сб. материалов в 2 т. (Новосибирск, 10–20 апреля 2012 г.) – Новосибирск: СГГА, 2012. – Т. 3. – С. 227–234.
4. Палеозойские отложения Западной Сибири — новый объект нефтегазописковых работ / Ю. Н. Вараксин [и др.]; Рос. акад. наук, Сиб. отд-ние, Ин-т нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука. – Новосибирск: ИИИГ СО РАН, 2016. – 46 с.
5. Хроматографические и хроматомасс-спектрометрические исследования триас-палеозойских отложений восточных районов Курганской области / А. Р. Курчиков [и др.]; Рос. акад. наук, Сиб. отд-ние, Ин-т нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука. – Тюмень: ЗСФ ИИИГ СО РАН, 2009. – 265 с.

References

1. Krasnov, V. I. (Ed.). (1999). Resheniya Mezhdunarodnogo soveshchaniya po rassmotreniyu i prinyatiyu regional'noy stratigraficheskoy skhemy paleozoyskikh obrazovaniy Zapadno-Sibirskoy ravniny. Novosibirsk, 80 p. (In Russian).
2. Ekhlakov, Yu. A., Ugryumov, A. N., & Sanfirova, S. S. (2010). Noveye dannye o geologicheskoy stroenii paleozoyskogo fundamenta yuga Kurganskoy oblasti (po dannym izucheniya Kurgan-Uspenskoy parametricheskoy skvazhiny). Gornye vedomosti, (5(72)), pp. 34–51. (In Russian).
3. Kurchikov, A. R., Belonosov, A. Yu., Timshanov, R. I., Martynov, O. S., Sheshukov, S. A., & Kudryavtsev, A. E. (2012). Rezul'taty provedeniya geokhimicheskikh neftepoiskovykh issledovaniy na yuge Zapadnoy Sibiri. vos'moy Mezhdunarodnyy nauchnyy kongress: Interekspe GEO-Sibir'-2012. Nedropol'zovanie. Gornoe delo. Noveye napravleniya i tekhnologii poiska, razvedki i razrabotki mestorozhdeniy poleznykh iskopaemykh: mezhdunarodnaya nauchnaya konferentsiya. Sbornik materialov. Tom 3 (Novosibirsk, April 10–20, 2012), Novosibirsk, pp. 227–234. (In Russian).
4. Varaksin, Yu. N., Vyshemirskiy, V. S., Zalazaeva, L. V., Zapivalov, N. P., Kolyvanova, B. N., Min'ko, V. A., & Yashina, S. M. (2016). Paleozoyskie otlozheniya Zapadnoy Sibiri — novyy ob'ekt neftegazopiskovykh rabot, Novosibirsk, 46 p. (In Russian).
5. Kurchikov, A. R., Belonosov, A. Yu., Timshanov, R. I., Sheshukov, S. A., & Kudryavtsev, A. E. (2009). Khromatograficheskie i khromatomass-spektricheskie issledovaniya trias-paleozoyskikh otlozheniy vostochnykh rayonov Kurganskoy oblasti, Tyumen, 265 p. (In Russian).

Сведения об авторах

Арсеньев Алексей Аркадьевич, начальник Гидродинамического отдела Тюменского филиала Территориального фонда геологической информации по Уральскому федеральному округу, г. Тюмень, e-mail: aarseniev62@mail.ru

Белоносов Алексей Юрьевич, руководитель Тюменского филиала Территориального фонда геологической информации по Уральскому федеральному округу, г. Тюмень

Мулявин Семен Федорович, д. т. н., профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Alexey A. Arsenyev, Director of the Hydrodynamic Department, Tyumen branch of the Territorial Fund of Geological Information in the Ural Federal District, e-mail: aarseniev62@mail.ru

Alexey Yu. Belonosov, Head of the Tyumen branch of the Territorial Fund of Geological Information in the Ural Federal District

Semen F. Mulyavin, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen