



НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКИЙ НЕФТЯНОЙ ПЛАЦДАРМ

Н. П. Запивалов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, Новосибирск, Россия

В Северном районе Новосибирской области среди девяти месторождений нефти и газа самое крупное – Верх-Тарское. Наиболее активная добыча на нем велась с 2004 по 2011 гг. В результате сверхинтенсивных методов разработки «здоровье» месторождения было подорвано и добыча стала резко падать. При этом район характеризуется уникальным разнообразием геологических условий. Здесь имеется нефть в юрских песчаниках (Верх-Тарское месторождение), в палеозойских карбонатах (Малоичское месторождение) и даже в межовских гранитах. Автор полагает, что это наиболее перспективный объект для геолого-геофизических наблюдений и натурных исследований, апробации и тиражирования инновационных технологий по всему нефтегазовому производству. Для надежного натурального моделирования чрезвычайно важны исследования на основе непрерывного мониторинга по всем основным параметрам живой флюидо-породной системы; автономные датчики желательнее спускать непосредственно в продуктивный пласт. Особый интерес представляет изучение высокотемпературных глубинных очагов. Рядом с Верх-Тарским месторождением в Малоичской скв. 4 на глубине 4500 м. температура составляет 160 °С. Во многих скважинах Западной Сибири температура в нефтяных пластах более 100 °С. Использование глубинного тепла означает получение нового масштабного источника энергии. При содействии государственных органов власти и нефтяных компаний указанный район может стать международным полигоном для решения многих научно-технологических задач с обязательным участием институтов СО РАН.

Ключевые слова: Новосибирская область, нефтяные месторождения, трудности освоения, нефтяной полигон, интернациональный проект.

SCIENTIFIC AND TECHNICAL OIL FOOTHOLD

N. P. Zapivalov

A.A.Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk, Russia

Nine oil and gas fields have been discovered in the Severny district of the Novosibirsk region. The Verkh-Tarskoye field is the largest one. The most active mining operations were carried out from 2004 to 2011. As a result of super-intensive recovery techniques the “health” of the Verkh-Tarskoye field was undermined, and the production began to plummet. At that, the district is characterized by unique variety of geological conditions. There is oil in Jurassic sandstones (Verkh-Tarskoye field), in the carbonate Paleozoic (Maloichskoye field) and even in Mezhovskie granites. The author assumes that this is the most promising target for geological and geophysical observations and field studies, testing and duplication of innovative technologies across the entire spectrum of oil and gas production. For reliable field simulation it is extremely important to conduct research based on continuous monitoring of all main parameters of living fluid-rock system; birds are preferably to lower directly into the payout bed. The study of high-temperature deep-seated focuses is of particular interest. The Maloichskaya 4 well (near the Verkh-Tarskoye field) has the temperature of 160°C at the depth of 4500 m. A lot of wells in West Siberia have the temperature of more than 100°C in oil reservoirs. The use of deep heat means getting a new large-scale source of energy. With assistance of state authorities and oil companies, the mentioned district can become an international providing ground for solving a number of scientific and technological problems with obligatory participation of SB RAS institutes.

Keywords: Novosibirsk region, oil fields, exploration difficulties, oil providing ground, international project.

DOI 10.20403/2078-0575-2020-1-101-105

Обзорная информация

В Северном районе Новосибирской области открыто девять месторождений нефти и газа (рис. 1). В настоящее время в разработке находятся три месторождения: Малоичское, Восточно-Тарское и самое крупное Верх-Тарское. Последнее открыто новосибирскими геологами в 1970 г., разведка закончена в 1973 г. В ГКЗ СССР защищено в мае 1974 г. с геологическими (балансовыми) запасами 50,1 млн т [2]. Один из его первооткрывателей – академик А. А. Трофимук. Автор был участником и ру-

ководителем поисково-разведочных работ, а также первооткрывателем, является почетным гражданином Северного района.

Остальные месторождения недоразведаны и не осваиваются, хотя находятся в лицензионном режиме. Всего в Новосибирской области добыто уже 15 млн т нефти, что оценивается в 5,250 млрд дол. (при условной цене 50 дол. за баррель).

Основная добыча нефти осуществляется на Верх-Тарском месторождении с 2000 г., когда был введен в эксплуатацию нефтепровод до Барабинска протяженностью 182 км, диаметром 325 мм

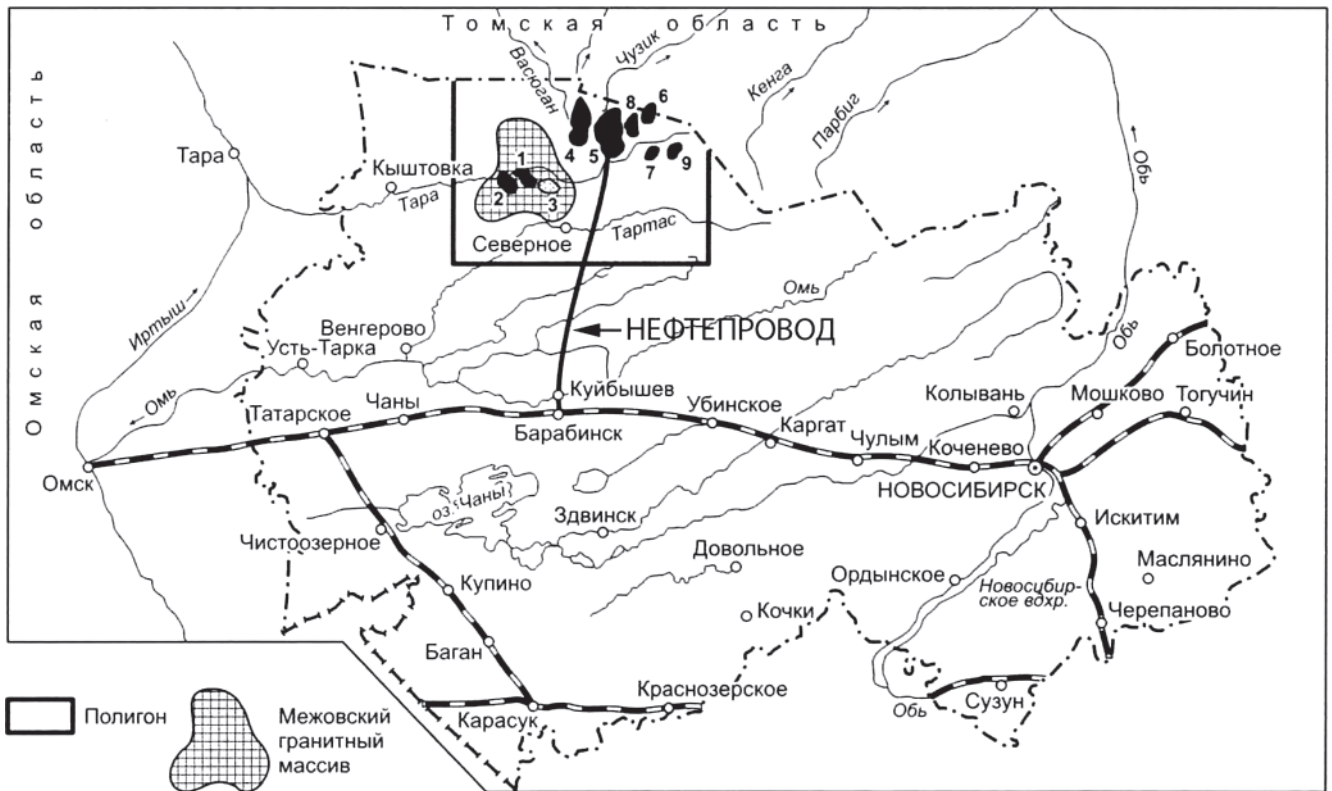


Рис. 1. Схема расположения нефтегазовых месторождений Новосибирской области

Месторождения: 1 – Межевское, 2 – Восточно-Межевское, 3 – Веселовское (газовое), 4 – Малоичское, 5 – Верх-Тарское, 6 – Ракитинское, 7 – Тай-Дасское, 8 – Восточно-Тарское, 9 – Восточное

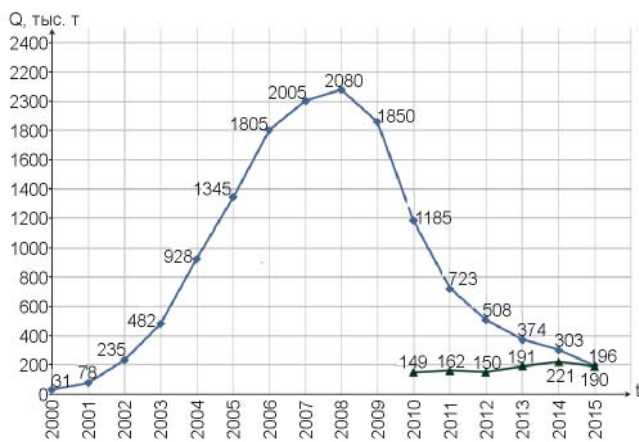


Рис. 2. Динамика добычи нефти на Верх-Тарском месторождении по годам (зеленым цветом показана начавшаяся позднее добыча нефти на Малоичском месторождении, палеозой, глубина 3200 м)

[4]. Наиболее интенсивные работы велись с 2004 по 2011 гг. (рис. 2). В результате сверхинтенсивных способов разработки, чрезмерных объемов гидроразрыва пласта и закачки воды «здоровье» месторождения было подорвано [5] и добыча стала резко падать. В 2018 г. она снизилась до 146 тыс. т (51,1 млн дол. при той же цене 50 дол. за баррель); в 2019 г. добыча составила 114 тыс. т, а на 2020 г. запланировано 83 тыс. т.

Следует отметить, что промысловая инфраструктура отвечает всем современным стандартам, включая собственную электроэнергию за счет попутного газа (рис. 3).



Рис. 3. Инфраструктура Верх-Тарского месторождения

Нефтеносность древних комплексов

В 1974 г. в девонских карбонатных породах открыто Малоичское месторождение. Это первое промышленное палеозойское месторождение в Западной Сибири. Малоичское месторождение разрабатывается медленно в связи с отсутствием целевой технологии, адаптированной именно к таким флюидо-породным системам с наличием карбонатной толщи. На рис. 4 видно, что высокопродуктивные очаги обнаружены только в западной части месторождения (очаги вторичной доломитизации).

Но этот опыт добычи из палеозойских отложений имеет непреходящее значение для освоения глубоких доюрских (протерозой + палеозой) пер-

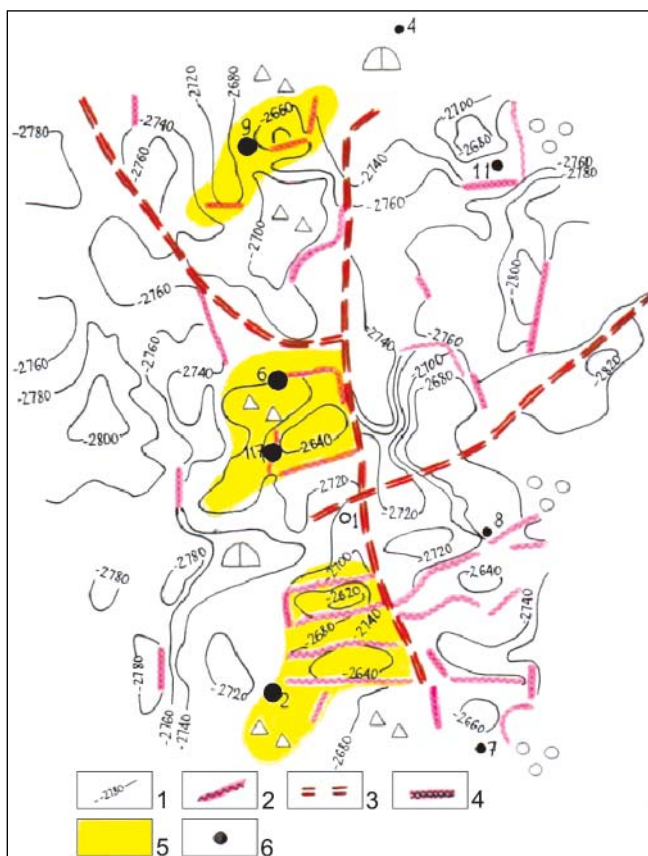


Рис. 4. Обзорная карта Малоичского месторождения с учетом результатов трехмерной сейсморазведки

1 – изогипсы поверхности карбонатных палеозойских пород, м; 2 – субвертикальные зоны эрозионно-тектонических выступов; 3 – предполагаемые глубинные разломы; 4 – тектонические нарушения; 5 – очаги вторичной доломитизации; 6 – скважины, давшие приток нефти

спективных комплексов Западной Сибири, включая Томскую и Новосибирскую области.

Проект «Палеозой» считается одним из главных нефтегазовых направлений в Западной Сибири в XXI в.

Кстати, в пределах предполагаемого полигона есть слабоизученный Межовский гранитный массив с признаками нефти.

История вопроса

В процессе поисково-разведочных работ на основании детальных исследований в различных лабораториях было установлено высокое качество верх-тарской нефти: она является беспарафинистой, малосернистой и пригодна для производства реактивных топлив. Это отражено в протоколах ГКЗ.

В первые годы разработки Верх-Тарского месторождения автор пропагандировал идею использования верх-тарской нефти для производства реактивного топлива для аэропорта Толмачево. Идея осталась без отклика и реализации.

В 2002 г. автор писал: «Думается, что Верх-Тарское месторождение в комплексе с опытным демонстрационным нефтеперерабатывающим за-

водом на основе процесса цеоформинга в г. Куйбышеве может стать эффективным научно-технологическим полигоном, не имеющим аналогов в России» [2, с. 42]. Даже на стадии разведки и чуть позже Верх-Тарское месторождение можно было считать научно-технологическим полигоном. Именно здесь впервые в Западной Сибири была проведена снежная нефтегазовая съемка по методике профессора В. С. Вышемирского (ИГИГ СО РАН), результаты которой показали увеличение контуров нефтеносности месторождения. Этот метод в дальнейшем был успешно применен данным институтом в приуральской части Западной Сибири (Урай, Тюменская область), Алтайском крае и других регионах.

Проблемы новосибирской нефти и организации нефтяного полигона были сформулированы автором во многих выступлениях, статьях и обращениях в авторитетные инстанции, включая руководство области, СО РАН, Сибнедра, а также к недропользователям и т. д., но конкретное обсуждение и решение так и не состоялось.

Трудности и недостатки эффективного освоения новосибирской нефти

1. Слабое научное, организационное и технологическое обеспечение работ на этих месторождениях со стороны недропользователя АО «НК «Нефтиса». Созданное в 2017–2018 гг. в Тюмени в системе этого АО управление работами ООО «ПИТ «СИБИНТЭК» практически ликвидировало ОАО «Новосибирскнефтегаз» как самостоятельное предприятие.

2. Недостаточное внимание к нефтегазовым делам со стороны органов власти Новосибирской области. Бытует ошибочное мнение, что нефти в нашей области мало и скоро она иссякнет.

3. Чрезвычайно слабый и малоэффективный контроль со стороны Новосибирского регионального департамента по недропользованию (Сибнедра).

4. Отсутствие интереса к специальным исследованиям и научному инновационному решению нефтегазовых проблем со стороны новосибирской академической науки.

Необходимость создания нефтяного полигона в Новосибирской области

Северный район характеризуется самыми разнообразными геологическими условиями [4]. Здесь прослежена мощная толща песчано-глинистых, терригенных мезозойских пластов и карбонатные палеозойские породы, а также погребенные граниты Межовского массива, причем нефтегазоносность установлена во всех перечисленных образованиях. Более интересный натурный объект для геолого-геофизических наблюдений и разнообразных исследований в Западной Сибири трудно найти. Разработка новой аппаратуры, методов изучения глубинных слоев и мониторинг состояния флюидонасыщенных систем обретают целевой смысл.

В этом районе есть нефть в юрских песчаниках (Верх-Тарское месторождение), в палеозойских карбонатах (Малоичское месторождение) и даже в межовских гранитах. За 50 лет накоплен большой объем разнообразной геологической, геофизической и промысловой информации. Имеется полная нефтяная инфраструктура, включая такой важный объект, как нефтепровод.

Это чрезвычайно перспективный объект для натуральных исследований, апробации и распространения инновационных технологий для всего нефтегазового производства в международном аспекте.

Автор считает, что залежь (месторождение) нефти является живой флюидо-породной системой [3], состоящей из двух подсистем: породы (коллекторы) и флюиды (нефть, газ, вода).

Особенно важно определение фрактальных характеристик меняющегося со временем минералогического состава и пустотного пространства коллекторов. В качестве диагностических критериев состояния объектов разработки можно использовать размерности Хаусдорфа и показателя Херста [4]. В соответствии с современными представлениями перколяционным параметром является не пористость, а удельная поверхность пустотного пространства в макро- и микроскопическом измерениях. Именно в этом плане возможна детальная расшифровка различных процессов, изучение электромагнитных, акустических и других волн, а также динамики физических полей. Нанотехнологическая ориентация может оказаться весьма эффективной по многим научно-практическим направлениям в разведке и разработке нефтегазовых месторождений [4]. Это приобретает особое значение при освоении трудноизвлекаемых и остаточных запасов нефти и газа. Увеличение нефтеотдачи разрабатываемых месторождений – острейшая проблема в нефтяной промышленности многих стран мира, а в России, и особенно в Западной Сибири, имеет первостепенное значение [6].

О гитротермальной энергии

Особый интерес представляет изучение высокотемпературных глубинных очагов. Рядом с Верх-Тарским месторождением в Малоичской скв. 4 на глубине 4500 м температура составляет 160 °С. Во многих скважинах Западной Сибири температура в нефтяных пластах более 100 °С. Использование глубинного тепла означает получение нового масштабного источника энергии.

Петротермальная тепловая энергия составляет 99 % от общих ресурсов подземного тепла в России. На глубинах 4–6 км горячие породы (более 100–150 °С) распространены почти повсеместно [1]. Общий ресурс тепловой энергии, запасенной в десятикилометровом слое Земли, эквивалентен тепловому потенциалу сжигания $34,1 \cdot 10^9$ млрд т у. т., что в несколько тысяч раз больше теплотворной

способности всех известных запасов топлива на Земле [4].

Выводы

В целом указанный район может быть нефтяным полигоном для решения многих научно-технологических задач, а также многоцелевым научно-образовательным полигоном федерального уровня. В организационно-правовом плане, видимо, его стоит включить в состав Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН в качестве некоммерческого научного предприятия.

Численное и лабораторное моделирование не может обеспечить достоверной информации. Надежное моделирование должно быть натурным, основанным на непрерывном мониторинге. Следует наладить наблюдения по всем основным параметрам флюидо-породной системы (автономные датчики желательнее спускать непосредственно в продуктивные зоны).

Сибирские ученые должны найти способы лечить «уставшие» месторождения и добывать остаточную (трудноизвлекаемую) нефть. Институты СО РАН и Новосибирский государственный университет при содействии государственных органов власти и нефтяных компаний вполне способны обеспечить функционирование предлагаемого полигона. Это можно рассматривать как интернациональный проект.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Гнатуся Н. А.** Петротермальная энергетика России. Перспективы освоения и развития // Открытый семинар «Экономические проблемы энергетического комплекса». – М.: ИНП РАН, 2013. – 10 с.
2. **Запивалов Н. П.** Всему дают геологи начало. – Новосибирск: ИНГГ, 2002. – 12 с.
3. **Запивалов Н. П.** Динамика жизни нефтяного месторождения // Изв. ТПУ. – 2012. – Т. 321, № 1. – С. 206–211.
4. **Запивалов Н. П., Смирнов Г. И., Харитонов В. И.** Фракталы и наноструктуры в нефтегазовой геологии и геофизике. – Новосибирск: Акад. изд-во «Гео», 2009. – 131 с.
5. **Zapivalov N. P.** Improved oil recovery vs. enhanced oil recovery // Enhanced oil recovery: Methods, economic benefits and impacts on the environment. Ed. A. Knight. – New-York: Nova Publishers, Inc., 2015. – P. 81–94.
6. **Zapivalov N. P.** Upstream & Midstream risks and uncertainties. New ways of thinking // Drilling and Exploration World. – India. – January, 2019. – Vol. 28, no. 3. – P. 37–46

REFERENCES

1. Gnatus N.A. [Petrothermal energy of Russia. Problems of assimilation and development]. *Otkrytyy seminar "Ekonomicheskie problemy energeticheskogo kompleksa"* [Open Workshop "Economic problems of



energy complex”]. Moscow, IEF RAS Publ., 2013. 10 p. (In Russ.).

2. Zapivalov N.P. *Vsemu dayut geologi nachalo* [Geologists give everything a start]. Novosibirsk, IPGG SB RAS Publ., 2002. 12 p. (In Russ.).

3. Zapivalov N.P. [Dynamics of oilfield life]. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta – Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*. Tomsk, 2012, no. 1, pp. 206–211. (In Russ.).

4. Zapivalov N.P., Smirnov G.I., Kharitonov V.I. *Fraktaly i nanostruktury v neftegazovoy geologii i geo-*

fizike [Fractals and nanostructures in petroleum geology and geophysics.] Novosibirsk, GEO Publ., 2009. 131 p. (In Russ.).

5. Zapivalov N.P. Improved oil recovery vs. enhanced oil recovery. *Enhanced oil recovery: methods, economic benefits and impacts on the environment*. Ed. A. Knight. New-York, Nova Publishers, Inc., Publ., 2015, pp. 81–94.

6. Zapivalov N.P. Upstream & Midstream risks and uncertainties. New ways of thinking. *Drilling and Exploration World, India*. 2019, January, vol. 28, no. 3, pp. 37–46.

© Н.П. Запивалов, 2020