О НЕФТЯНОМ ПОЛИГОНЕ НОВОСИБИРСКОЙ ОБЛАСТИ

Н.П. Запивалов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН

В Северном районе Новосибирской области открыто 9 месторождений нефти и газа. Самое крупное из них Верх-Тарское. Наиболее активные добычные работы на нем велись с 2004 по 2011 гг. В результате сверхинтенсивных методов разработки «здоровье» Верх-Тарского 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 карбонатном палеозое (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 спектру нефтегазового производства.

Для надежного натурного моделирования чрезвычайно важно проводить исследования на основе непрерывного мониторинга по всем основным параметрам живой флюидопородной системы; автономные датчики желательно спускать непосредственно в продуктивный пласт.

Особый интерес представляет изучение высокотемпературных глубинных очагов. Рядом с Верх-Тарским месторождением в Малоичской скважине №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.

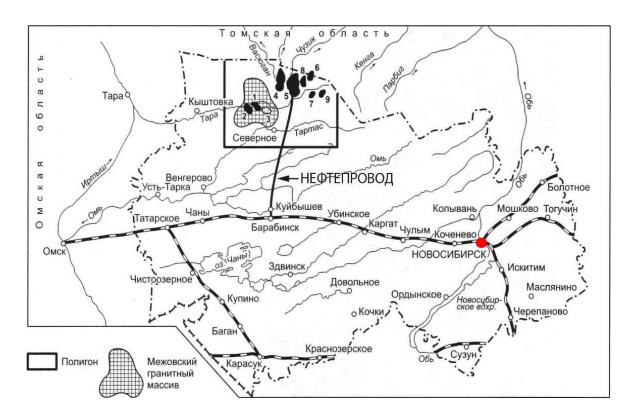


Рис. 1. Схема расположения нефтегазовых месторождений Новосибирской области. Месторождения: 1 — Межовское; 2 — Восточно-Межовское; 3 — Веселовское (газовое); 4 — Малоичское; 5 — Верх-Тарское; 6 — Ракитинское; 7 — Тай-Дасское; 8 — Восточно-Тарское; 9 — Восточное.

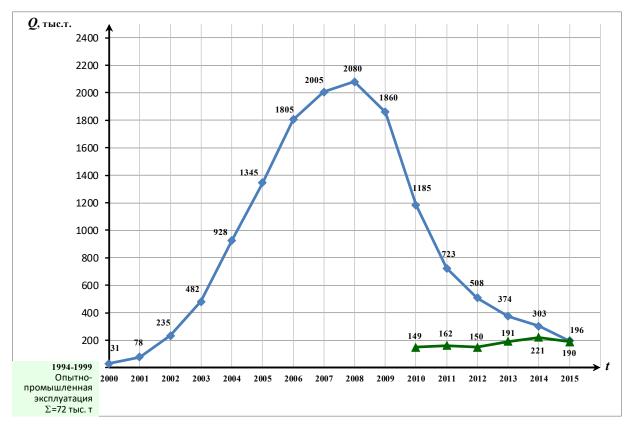


Рис. 2. Динамика добычи нефти на Верх-Тарском месторождении по годам. Зеленым показана начавшаяся позднее добыча нефти на Малоичском месторождении (палеозой, глубина 3200 м).

Обзорная информация

В Северном районе Новосибирской области открыто 9 месторождений нефти и газа (рис. 1). В настоящее время в разработке находятся три месторождения: Верх-Тарское, Малоичское и Восточно-Тарское. Самое крупное из них Верх-Тарское. Оно открыто новосибирскими геологами в 1970 г., закончено разведкой в 1973 г. и защищено в ГКЗ СССР в мае 1974 г. с геологическими (балансовыми) запасами 50,1 млн тонн [Запивалов, 2002]. Одним из первооткрывателей этого месторождения является академик А.А. Трофимук. Автор был участником и руководителем поисково-разведочных работ, первооткрыватель и почетный гражданин Северного района.

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

Основная добыча нефти осуществляется на Верх-Тарском месторождении с 2000 г., когда был введен в эксплуатацию нефтепровод от Верх-Тарского месторождения до Барабинска протяженностью 182 км, диаметром 325 мм [Запивалов и др., 2009]. 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 [Zapivalov, 2015], и добыча стала резко падать. В 2018 г. она снизилась до 146 тыс. тонн, что составляет 51,1 млн долларов при условной цене 50 долларов за баррель; в 2019 г. планируется дальнейшее снижение — 106 тысяч тонн [Данилова, 2019].

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

Нефтеносность древних комплексов

В 1974 г. открыто Малоичское месторождение в девонских карбонатных породах. Это первое промышленное палеозойское месторождение в Западной Сибири. Малоичское месторождение в Западной Сибири.



Рис. 3. Инфраструктура Верх-Тарского месторождения.

торождение разрабатывается медленно в связи с отсутствием целевой технологии, адаптированной именно к таким флюидо-породным системам с наличием карбонатной толщи (рис. 4). На рис. 4 видно, что высокопродуктивные очаги обнаружены только в западной части месторождения (очаги вторичной доломитизации). Но этот палеозойский опыт имеет непреходящее значение для освоения глубоких доюрских (протерозой + палеозой) перспективных комплексов Западной Сибири, включая Томскую и Новосибирскую области.

Проект «Палеозой» считается одним из главных направлений XXI века.

В пределах предполагаемого Полигона есть практически непознанный Межовский гранитный массив.

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 году автор писал: «Думается, что Верх-Тарское месторождение в комплексе с опытным демонстрационным нефтеперерабатывающим заводом на основе процесса цеоформинга в г. Куйбышеве может стать эффективным научно-технологическим полигоном, не имеющим аналогов в России» [Запивалов, 2002]. 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). Данные этой съемки показали увеличение контуров нефтеносности месторождения. Этот метод затем был успешно применен академическим институтом в Приуральской части Западной Сибири (Урай, Тюменская область), Алтайском крае и других регионах.

Проблемы новосибирской нефти и организации нефтяного полигона были обозначены автором во многих выступлениях, статьях и обращениях в авторитетные инстанции, включая руководство области, СО РАН, «Сибнедра», недропользователей и т.д., но конкретное обсуждение и решение так и не состоялось.

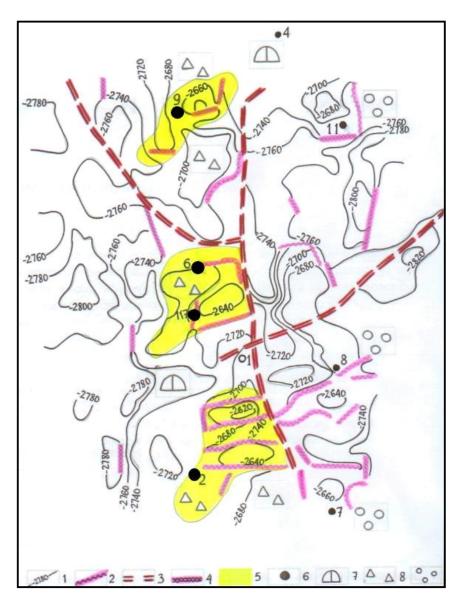


Рис. 4. Обзорная карта Малоичского месторождения с учетом результатов трехмерной сейсморазведки.

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.

Трудности и недостатки

- 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 АО «НК «Нефтиса» 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.

О необходимости нефтяного полигона в Новосибирской области

Этот район характеризуется самыми разнообразными геологическими условиями [Запивалов и др., 2009]. Имеется мощная толща песчано-глинистых, терригенных мезозойских

пластов и карбонатный палеозой. Здесь же находятся погребенные граниты Межовского массива. Причем нефтегазоносность установлена во всех перечисленных породах. Более интересного натурного объекта для геолого-геофизических наблюдений и разнообразных исследований трудно найти в Западной Сибири. Разработка новой аппаратуры, методов изучения глубинных слоев и мониторинг состояния флюидонасыщенных систем обретает целевой смысл.

В этом районе есть нефть в юрских песчаниках (Верх-Тарское месторождение), в карбонатном палеозое (Малоичское месторождение) и даже в Межовских гранитах. За 50 лет накоплен большой объем разнообразной геологической, геофизической и промысловой информации. Здесь же имеется в полном наборе нефтяная инфраструктура, включая такой важный объект, как нефтепровод. Это чрезвычайно перспективный объект для натурных исследований, апробации и тиражирования инновационных технологий по всему спектру нефтегазового производства в международном аспекте.

Автор считает, что залежь (месторождение) нефти является живой флюидо-породной системой [Запивалов, 2012], состоящей из двух подсистем: породы (коллектора) и флюиды (нефть, газ, вода). Особенно важным является определение фрактальных характеристик меняющегося со временем минералогического состава и пустотного облика коллекторов. В качестве диагностических критериев состояния объектов разработки можно использовать размерности Хаусдорфа и показателя Херста [Запивалов и др., 2009]. В соответствии с современными представлениями, перколяционным параметром является не пористость, а удельная поверхность пустотного пространства в макро и микроскопическом (нано) 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 [Запивалов и др., 2009]. 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 [Zapivalov, 2019].

О петротермальной энергии

Особый интерес представляет изучение высокотемпературных глубинных очагов. Рядом с Верх-Тарским месторождением в Малоичской скважине №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 [Григорьев, 2014]. На глубинах 4-6 км горячие породы с температурой более 100- 150° C распространены почти повсеместно [Гнатусь, 2013]. Общий ресурс тепловой энергии, запасенной в десятикилометровом слое Земли, эквивалентен тепловому потенциалу сжигания $34,1x10^{\circ}$ млрд т.у.т., что в несколько тысяч раз больше теплотворной способности всех известных запасов топлива на Земле [Гнатусь, Карпов, 2012]. Этим тоже надо заниматься [Запивалов и др., 2009].

Кстати, имеется конкретное предложение по этому направлению.

В стволе одной из глубоких скважин будущего полигона можно смонтировать арматуру (трубопроводы) для моделирования процесса получения этой энергии — холодная вода закачивается в ствол, нагревается и откачивается на поверхность. Подобный проект реализован и проводится на протяжении 5 лет в университете г. Аахен (Германия). Ведутся наблюдения, оценивается стоимость тепловой энергии и прочее. Есть публикации. Немцы специально пробурили для этого эксперимента во дворе университета километровую скважину (по информации А.Д. Дучкова).

Конечно, хорошо бы изобрести тепловой генератор, работающий непосредственно в глубинном тепловом очаге (пласте) с передачей электроэнергии на поверхность (фантазии

автора). В какой-то степени такая экспериментальная работа могла бы заинтересовать Институт теплофизики СО РАН, в первую очередь петротермального лидера академика С.В. Алексеенко.

Выволы

В целом указанный район может быть полигоном для решения многих научно-технологических задач. Он же может быть многоцелевым научно-образовательным полигоном федерального уровня. В организационно-правовом плане, видимо, такой нефтяной полигон можно 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 на основе непрерывного мониторинга. Следует наладить наблюдения по всем основным параметрам флюидо-породной системы (автономные датчики желательно 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 могут вполне обеспечить функционирование полигона. Это можно рассматривать как интернациональный проект.

Литература

Гнатусь Н. А. Петротермальная энергетика России. Перспективы освоения и развития. Открытый семинар «Экономические проблемы энергетического комплекса», издательство ИНП РАН, Москва, 2013 г., с. 10.

Гнатусь Н. А., Карпов С. В. Петротермальная энергетика России. Перспективы развития // Вестник Череповецкого государственного университета, 2012, № 2 (39), т. 2г.

Григорьев С. В. Энергоснабжение обособленных и удаленных потребителей на основе использования петротермальных источников энергии. – Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. Москва, 2014 г.

Данилова Ю. В Новосибирской области можно добывать минимум 300-500 тысяч тонн углеводородов / infopro54.ru от 21/03/2019 https://infopro54.ru/news/v-novosibirskoj-oblasti-mozhno-dobyvat-minimum-300-500-tysyach-tonn-uglevodorodov/

Запивалов Н. П. Всему дают геологи начало. – Новосибирск: ИНГГ, 2002.

Запивалов Н. П. Динамика жизни нефтяного месторождения // Известия Томского политехнического университета, 2012, т. 321, № 1, с. 206–211.

Запивалов Н. П., Смирнов Г. И., Харитонов В. И. Фракталы и наноструктуры в нефтегазовой геологии и геофизике. – Новосибирск: Γ EO, 2009. – 131 с.

Zapivalov N. P. Improved Oil Recovery vs. Enhanced Oil Recovery. In: Enhanced Oil Recovery: Methods, Economic Benefits and Impacts on the Environment. – Editors: Alicia Knight. – Nova Publishers, Inc., New-York, 2015. – Pp.81-94. – ISBN: 978-1-63463-943-9.

Zapivalov N. P. Upstream & Midstream risks and uncertainties. New ways of thinking // DEW: Drilling and Exploration World. – India. – January 2019. – Vol. 28, No 3. – P. 37-46.