

С Е К Ц И Я 5

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ЗЕМЛИ И ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

И «В ГЛУБЬ», И «В ШИРЬ» (О ПРИРОСТЕ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ, ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ, ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

Исаев В.И., Крутенко М.Ф.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

«Надежды в тумане»

В Западной Сибири сосредоточена половина прогнозных ресурсов нефти РФ категории Д1, т.е. ресурсов на территориях с доказанной нефтеносностью. Поэтому Западная Сибирь остается основной базой нефтедобычи России.

Но запасы нефти иссякают, а их прирост не превышает объемы добычи. По газу темп истощения запасов за последние три года ускорился вдвое [5]. Для поддержания добычи до 2035 года нужно прирастить запасы, главным образом на малоизученных территориях, не менее чем на 10 миллиардов тонн.

Актуальным направлением нефтедобывающей отрасли Западной Сибири становится существенный прирост запасов и, соответственно, предотвращение снижения добычи углеводородов. Обсуждаются два направления – и «в глубину», и «в ширь». Ко второму направлению относится и арктический шельф, освоение которого, в силу санкционных причин, однозначно откладывается, как минимум, на 5 лет. В этом же ряду стоит проблема повышения коэффициента нефтеотдачи – КИН. Но здесь та же ситуация, что и с освоением шельфа. И с этими эффективными методами та же проблема – под санкции попало импортное оборудование для вскрытия сложных пластов.

Распределенный фонд недр не предполагает открытия крупных месторождений, а нераспределенный – весьма непривлекательный для недропользователей. А если «в глубину»? Необходимо активно вовлекать в разработку трудноизвлекаемые запасы нефти (ТРИЗ), в частности потенциально богатые залежи в образованиях доюрского комплекса (ДЮК), к которому приурочены скопления с начальными геологическими запасами нефти всех категорий порядка 0,5-1,0 млрд. т. Полагается, что для юго-востока Западной Сибири (Томская область) освоением образований ДЮК ежегодно можно добывать, начиная с 2025 года, до 1,3 млн т нефти из числа ТРИЗ. Ожидается, что в перспективе палеозойские залежи обеспечат до половины всей областной нефтедобычи [5].

В 2017 году при поддержке администрации Томской области был заявлен первый проект от ООО «Газпромнефть-Восток» по разработке технологий поисков углеводородного сырья из доюрских отложений Томской области [2, 8]. Для данной территории это не случайно, поскольку большая часть запада Томской области представлена Нюрольской структурно-фациальной зоной (СФЗ) по палеозою. Фациальный профиль девонской системы Нюрольской СФЗ отличается от отложений девона соседних структурно-фациальных зон преобладанием морских отложений, характеризуется наличием в разрезе свит преимущественно карбонатного состава, относимые к рифогенно-аккумулятивному типу осадконакопления, и, соответственно, благоприятные для формирования резервуаров. Поэтому главные надежды администрации Томской области связаны с освоением палеозоя. Специалистами областного департамента прогнозные ресурсы томского палеозоя оцениваются по-разному, до нескольких десятков миллиардов тонн жидких углеводородов (УВ).

До этого, еще в 2014 году, Томская область и Министерство природных ресурсов РФ подписали договор по созданию полигона для отработки технологий поисков и добычи ТРИЗ. Сейчас решаются вопросы, связанные с правовым статусом будущего полигона. «Но полигон – уже следующий этап, сначала надо создать технологии, которые там будут испытываться» [2]. Для разработки технологий в ПАО «Газпромнефть» было принято решение о создании специальных групп с участием работников НТЦ «Газпром нефть», специалистов из профильных дирекций и добывающих предприятий холдинга, а также инновационных университетов и научных центров [8]. В 2018 г. губернатором Томской области поддержан инвестиционный проект «ПАЛЕОЗОЙ», предполагающий сотрудничество компаний-инвесторов и томского научного сообщества по разработке технологий поисков потенциально продуктивных объектов в отложениях доюрского комплекса. Инвестором выступило дочернее общество ПАО «Газпром нефть» – ООО «Газпромнефть-Восток», имеющее лицензию на право пользования недрами Парабельского участка Томской области.

Часть научного сопровождения взяли на себя ученые Томского политехнического университета. Эти исследовательские работы касались вопросов тектоники, методов потенциальных полей и геохимии. По сообщению ИА Neftgaz.ru [6] договор о проведении исследований по «ПАЛЕОЗОЮ» подписали ректор Томского политехнического университета П. Чубик и генеральный директор ООО «Газпромнефть-Восток» В. Мисник. Работы ограничивались 2022 годом. Договором первоочередным объектом исследований определена Нюрольская структурно-фациальная зона с последующим расширением работ на всю территорию Томской области.

Некоторые результаты

Некоторые итоги исследовательских работ отражены в материалах Всероссийской научной конференции «Новые вызовы фундаментальной и прикладной геологии нефти и газа – XXI Век» (под эгидой Минобрнауки РФ, РАН, СО РАН, Научного совета РАН по проблемам геологии и разработки месторождений нефти, газа и угля, ИНГГ СО РАН, НГУ), посвященной 150-летию академика АН СССР И.М. Губкина и 110-летию академика АН СССР и РАН А.А. Трофимука (Новосибирск, 14–15 сентября 2021 г.) В материалах конференции, в подсекции 2, «Поиски и разведка нефти и газа» приведен доклад, в котором установлены и рекомендованы геофизические и петрофизические характеристики юрского разреза как прогностические показатели для поисковой оценки нефтегазоносности доюрского (палеозойского) разреза [1]. Серьезный отзыв этому докладу дан академиком А.Э. Конторовичем: «методика требует проверки».

В качестве обоснования прогностических показателей поисков палеозойских залежей УВ сформулирована и апробирована на представительном материале гипотеза аномальности петрофизических характеристик транзитных пластов – уникальности «отражения» залежей палеозоя в геофизических параметрах перекрывающего мезозойско-кайнозойского разреза. Как вследствие возможной восходящей, так и нисходящей миграции химически агрессивной смеси УВ-флюидов происходят процессы наложенного эпигенеза, в результате которых горные породы испытывают вторичные преобразования, включая карбонатизацию, фиксируемую каротажом транзитных пластов. В первом случае палеозойские отложения рассматриваются как нефтеаккумулирующий комплекс с высоким самостоятельным нефтегенерационным потенциалом, приводящий к восходящей миграции УВ-флюидов. Во втором – посредством геохимической корреляции состава нефтей и битумоидов нефтематеринских пород, изотопного состава углерода и ЯМР-спектров нефтей выявляется нисходящая направленность вертикальной межпластовой миграции углеводородов из юрских свит в доюрский комплекс.

О проблеме «главного источника» палеозойской нефти

Таким образом, о направлении вертикальной миграции углеводородных флюидов, а, следовательно, о концепции «главного источника» палеозойской нефти высказываются и обосновываются два варианта, рассматриваемые, не редко, как ортодоксально альтернативные.

Как видим, вариантный выбор фактического материала и применение различных методов их интерпретации приводит к высказыванию и обоснованию двух основных концепций «главного источника» палеозойской нефти. По первой концепции, на основе биомаркерного анализа нефтей, палеозойские отложения рассматриваются как нефтеаккумулирующий комплекс с собственными материнскими толщами, обуславливающими восходящую миграцию углеводородных флюидов. По второй концепции, основанной на корреляции нефтей палеозойских залежей и битумоидов юрских материнских пород, осуществляется нисходящая межпластовая миграция УВ из юрских толщ в доюрские образования.

Исследованиями Крутенко М.Ф. [3] ставится следующая задача: на базе палеотемпературного моделирования очагов генерации палеозойско-мезозойских нефтематеринских формаций определить вероятные источники палеозойских залежей углеводородов (на примере юго-востока Западной Сибири).

Предмет анализа выбран в соответствии с концепцией о геотермическом режиме недр как о ведущем факторе реализации генерационного потенциала материнских отложений. Ожидаемые результаты – численная аргументация решения проблемы генезиса «палеозойской нефти» как критерия поисковых зон на доюрские залежи углеводородов.

«В ширь» – новые нефтегазоносные районы

Левобережье реки Оби хорошо изучено и представляет собой распределенный фонд, а «ширь» – это нераспределенный фонд, недоизученное правобережье. Недропользователь не желает там рисковать своими деньгами, государство тоже на этом экономит. Но рано или поздно (когда добыча упадет до критического уровня рентабельности) нефтяные компании вынуждены будут осваивать новые территории, если их не опередит государство. Уже сейчас на правобережье выявлен ряд перспективных участков для поискового бурения [4].

Вместе с тем известно, что корректно восстановить плотность глубинного теплового потока Земли, особенно на границе фундамента и осадочного чехла – один из непростых, проблемных этапов моделирования.

В связи с этим на юго-востоке и северо-востоке Западной Сибири, в пределах крупных зон нефтенакопления, выполнено картирование плотности теплового потока кровли фундамента. Карта с сечением изолиний 2 мВт/м² получена интерполяцией расчетных значений для разрезов более 300 глубоких скважин.

Таким образом, решена известная доля научной проблемы теоретического и экспериментального изучения термодинамики верхней части палеозоя. А именно, полученное дискретное распределение (по скважинам) и карта значений теплового потока из доюрского фундамента могут служить «каркасной основой» корректного бассейнового моделирования.

До сих пор нет однозначной оценки влияния факторов на тепловое поле кровли фундамента. Полученные результаты по изучению природы вариаций теплового потока не являются исчерпывающими. Работа Крутенко Д.С. продолжает исследование природы вариаций теплового потока кровли фундамента и посвящена оценке возможного влияния на тепловое поле вещественного состава доюрского основания.

О проблеме «декарбонизации»

Россия в 2019 г. приняла Парижские соглашения по климату. И есть мнения, что декарбонизация нефтегазовой отрасли РФ неизбежна. Поэтому, вероятно, будет к месту упомянуть оценки участников конференции И.М. Губкина – А.А. Трофимука, в связи с так называемой «декарбонизацией». На пленарном

заседании д. г.-м. н. Брехунцов А.М. высказал озабоченность о своевременном расселении работников нефтегазового комплекса Сургута и Нижневартовска, в связи с предстоящим сокращением и ликвидацией Западно-Сибирского нефтяного центра. В свою очередь, акад. Конторович А.Э. дал прогноз последствий «декарбонизации», последствий, которые соизмеримы с горбачевской перестройкой. Позиция ученых и геологов Республики Татарстан сводится к интенсивному развитию карбоновых полигонов «Карбон-Поволжье» как центра сбора данных, которые в дальнейшем могут быть интегрированы в общую модель эмиссии и стоков парниковых газов [7]. В то же время ставится стратегическая задача на ближайшие 20-30 лет обеспечить страну конкурентными на мировом рынке углеводородами, которые необходимо добывать экономично, экологично, с низким углеродным «следом».

Литература

1. Алеева А.О., Исаев В.И., Лобова Г.А. Сравнительная геофизическая и петрофизическая характеристика юрских отложений как прогнозно-поисковый признак доюрских залежей углеводородов (Томская область). Новые вызовы фундаментальной и прикладной геологии нефти и газа – XXI век: Материалы Всерос. науч. конф. с участием иностранных ученых, посв. 150-летию акад. АН СССР И. М. Губкина и 110-летию акад. АН СССР и РАН А. А. Трофимука. Новосибирск: ИПЦ НГУ, 2021. С. 144-147.
2. Карташов И. Палеозой может стать брендом области. Недр и ТЭК^{плюс} Сибири. 2021. № 7. С. 14-16.
3. Крутенко Д.С. Распределение плотности теплового потока и вещественного состава палеозойского фундамента (запад Томской области) – настоящий сборник.
4. Меренкова А.С. Карта плотности теплового потока востока Томской области – настоящий сборник.
5. Надежды в тумане. Перспективы стабилизации нефтяной отрасли оценивают осторожнее, чем раньше. Недр и ТЭК^{плюс} Сибири. 2021. № 7. С. 11-13.
6. Новостная лента ИА Neftegaz.ru от 05 марта 2018 г. URL: <https://neftgaz.ru/news/view/169610> (обращение 28.05.2018).
7. Нургалиев Д.К., Селивановская С.Ю., Кожевникова М.В., Галицкая П.Ю. Некоторые вызовы и возможности для России и регионов в плане глобального тренда декарбонизации // Георесурсы. – 2021. – 23(3). – С. 8–16.
8. Проектная революция. Интервью с генеральным директором ПАО «Газпром нефть» М.М. Хасановым. Газпром. 2018. № 3. С. 20-26.

АЛГОРИТМ ОПТИМИЗАЦИИ ПРИМЕНЕНИЯ ИНДУКЦИОННОГО КАРОТАЖА НА ПЛАСТОВО-ИНФИЛЬТРАЦИОННЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ УРАНА

Бейсекеев Е.Ш.

Научный руководитель профессор Язиков Е.Г.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На урановорудных месторождениях урана пластово-инфильтрационного типа преобладающей технологией рудоизвлечения является подземное скважинное выщелачивание. Данная технология получила широкое распространение на территории стран СНГ благодаря ряду преимуществ, включая низкую себестоимость и экологическую безопасность, относительно традиционного, открытого способа добычи.

Однако, подземное скважинное выщелачивание имеет и определенные нюансы, к числу которых можно отнести необходимость оценки динамики растекания технологических растворов в рудовмещающей толще и изменения породы при определенных сложностях организации геофизических исследований скважин. Кроме того, специфика вскрытия руды и ее извлечения при подземно-скважинном выщелачивании усложняет получение керна, которое, как правило, возможно, произвести только на наблюдательных скважинах. А между тем, в условиях подземной добычи на пластово-инфильтрационных месторождениях, неверная оценка динамики и масштабов растекания технологических растворов чревата снижением коэффициента рудоизвлечения, и, как следствие – общей рентабельности производства [4].

Применение геофизических методов исследования скважин в условиях подземного скважинного выщелачивания, является наиболее полным источником информации для мониторинга движения жидкости в продуктивной толще. В числе данных методов, особенно эффективен метод индукционного каротажного зондирования. Данный метод, основанный на получении информации об электропроводности породы, имеет ряд неоспоримых преимуществ, и в первую очередь это возможность мониторинга изменения фильтрационных свойств, за счет изменения электропроводности пород, охваченных выщелачиванием [1].

В то же время, как и при применении любого другого геофизического метода, в данном случае важным является проведение индукционного каротажного зондирования с той периодичностью, которая позволяет получить достоверную картину динамики движения технологических растворов без существенного повышения эксплуатационных расходов.

Поэтому, организация оптимальной схемы мониторинга процесса выщелачивания с использованием индукционного каротажа имеет важное как промышленное, так и экономическое значение.

Нами был разработан алгоритм определения оптимальной рабочей частоты и периодичности проведения индукционного каротажа на месторождениях урана пластово-инфильтрационного типа. Данный алгоритм позволяет упорядочить как процесс контроля растекания растворов, так и соответствующие эксплуатационные затраты за счет точечного и целенаправленного использования аппаратуры с необходимой периодичностью. Разработанный алгоритм опирается на анализ эмпирических данных о скорости выщелачивания на пластово-инфильтрационных месторождениях урана Шу-Сарысуйской урановорудной