

УДК 552.578.4 (571.16)

**ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ОСВОЕНИЯ
КАРБОНАТНО-КРЕМНИСТОЙ ВЕРХНЕПАЛЕОЗОЙСКОЙ
ФОРМАЦИИ НЮРОЛЬСКОГО ОСАДОЧНОГО БАССЕЙНА**

Максимова Ю.А. Чернова О.С.

Национальный исследовательский
Томский политехнический университет, г. Томск

E-mail: maximovayulia@yandex.ru

Главной приоритетной задачей ТЭК России является обеспечение государства топливно-энергетическими ресурсами за счет разведки, разбуривания и эффективного ввода в эксплуатацию месторождений углеводородного сырья. На фоне значительно изученных и разбуренных залежей юрско-меловых нефтегазоносных комплексов особую важность приобретает проблема исследования трещиновато-кавернозных палеозойских коллекторов Западной Сибири.

Ключевые слова: Нюрольская впадина, палеозой, карбонатные породы.

В настоящее время, одной из наиболее актуальных задач, стоящих перед нефте и газодобывающими организациями, работающими в Западной Сибири, является извлечение нефти из палеозойских отложений. Интерес к формированию в них месторождений не ослабевал с момента начала активной разработки основного юрско-мелового нефтегазоносного этажа в пределах крупнейшего Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. Несмотря на то, что эти объекты ранее считались бесперспективными или малоперспективными, с каждым годом появляются все новые положительные результаты, из-за чего интерес к ним не ослабевает, а постоянно растет.

Открытие многочисленных скоплений углеводородов (УВ), получение новых геологических материалов по геологическому строению доюрского комплекса указывают на перспективную разработку залежей нефти и газа, сосредоточенных в палеозойских осадочных толщах. По разным данным, в доюрском разрезе на сегодня известно более 100 месторождений и скоплений УВ. Некоторые из них относятся к категории высокодебитных [3]. По данным А.А. Трофимука, Н.П. Запивалова, В.С. Вышемирского, Ж.О. Бадмаева, О.Ф. Стасова, А.И. Ларичева и др. основным генерационным источником палеозойских нефтей являются доюрские комплексы [2; 3; 4; 8].

Условия формирования, состав, распространение и перспективы нефтегазоносности отложений палеозоя Западной Сибири на протяжении долгих десятилетий являются предметом не прекращающихся длительных научных дискуссий. 30% пробуренных на палеозой поисково-разведочных скважин, как правило, показывают среднюю – либо высокую продуктивность доюрского комплекса, с дебитами до 400 м³/сут. Тем не менее, до сих пор нет корректных седиментологических моделей, отражающих специфику сложнопостроенных карбонатно-органогенно-кремнистых коллекторов.

Большая часть палеозойских месторождений Западной Сибири сконцентрирована в Нюрольском осадочном бассейне, расположенном на юго-востоке территории провинции (Томская область).

Согласно «Тектонической карте фундамента Западно-Сибирской геосинеклизы» (рисунок 1) по отложениям нижнего структурного этажа фундамента район исследования тяготеет к Нюрольскому прогибу, разбитому на ряд блоков системой более мелких разломов Усть-Тымского и Чузикского грабен-рифтов, примыкая к восточной границе Межовского срединного массива, представляющего собой крупный докембрийский выступ, сформированный байкальской складчатостью и переработанный в герцинскую эпоху тектогенеза.

С запада массив ограничен южной, узкой частью Колтогорско-Уренгойского грабен-рифта, являющегося крупнейшей стержневой рифтовой зоной в доюрском основании Западно-Сибирской геосинеклизы. Структура прогиба осложнена рядом разломов северо-западного направления.

Согласно схеме тектонического строения платформенного чехла Западной Сибири (Конторович и др., 2004 г.), созданной на основе карты кровли юрского структурного яруса (баженовская свита и ее аналоги) с учетом современной степени изученности региона, район исследований расположен в Чузикско-Чижапской мезоседловине, которая представляет собой зону сочленения Лавровского мезовала и Пудинского мезоподнятия. В состав Чузикско-Чижапской мезоседловины входит значительное количество локальных поднятий, наиболее крупными из которых являются Нижнетабаганское, Арчинское и Урманское.

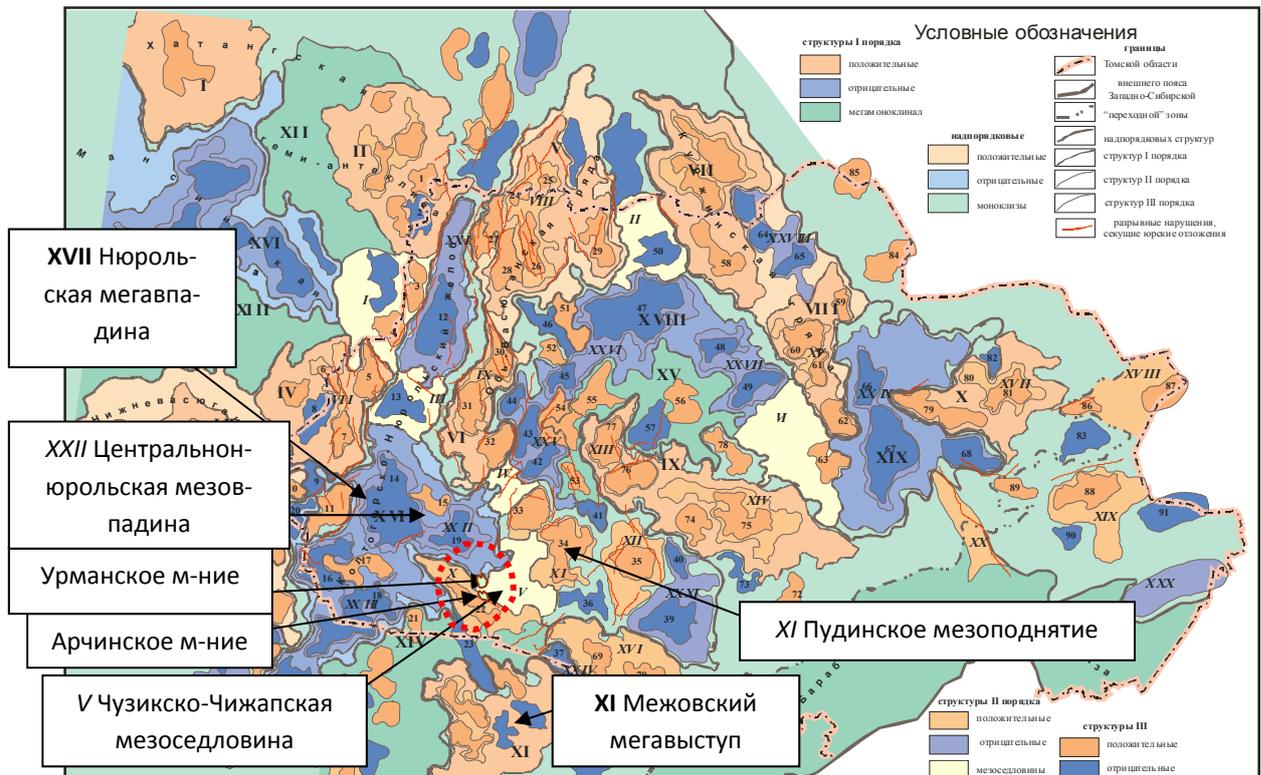


Рисунок 1. Тектоническая схема юрского структурного яруса (А.Э.Конторович, 2001г.)

Изучению и интерпретации геологических результатов посвящены работы многочисленных исследователей доюрского комплекса отложений, развитого на территории Томской области. Исследованиями В.И. Биджакова, В.Н. Дубатолова, Н.И. Карапузова,

А.Э. Конторовича, Е.А. Копилевича, С.Н. Макаренко, А.С. Миндигалева, Н.Е. Некрасова, В.С. Славкина, В.С. Суркова, Г.И. Тищенко, А.А. Трофимука и др. установлено, что основная нефтегазоносность прикровельной части доюрского комплекса отложений связана с маломощными корами выветривания, кремнистыми брекчиями калиновой свиты, слагающей промежуточный комплекс отложений, с терригенно-кремнистыми и органогенно-карбонатными породами верхнего палеозоя Нюрольского осадочного бассейна [1; 3; 4; 5; 6; 8].

Продуктивная палеозойская толща в пределах Нюрольской впадины представлена различными по возрасту и литологическому составу карбонатными породами и органогенными силицитами, слагающими коллектора, сложные по строению пустотного пространства (поры, трещины, каверны, биопустоты и т.п.) (таблица 1).

Таблица 1.

Структура	Тип коллектора	Вещественный состав
Арчинская, Чкаловская, Северо-Калиновая	Порово-трещинный	Известняки брекчированные, с трещинами залеченными кальцитом нескольких генераций
Останинская, Калиновая, Нижнетабаганская, Южно-Табаганская	Трещинный	Известняки с открытыми трещинами, часто фрагментированные
Солоновская, Калиновая, Северо-Калиновая, Арчинская, Нижнетабаганская	Поровый и трещино-поровый	Известняки органогенно-обломочные с порами выщелачивания и растворения
Герасимовская, Калиновая, Северо-Калиновая	Трещинно-поровый	Органогенные силициты (радиоляриты и спонголиты)
Северо-Останинская, Урманская	Трещинно-каверновый	Доломиты замещения с открытыми кавернами и трещинами

В литологическом плане продуктивный горизонт М (*верхняя часть палеозойских пород*) имеет очень сложное геологическое строение. На Арчинском, Северо-Калиновом, Урманском, Северо-Останинском, Тамбаевском месторождениях горизонт сложен брекчированными известняками, разбит многочисленными трещинами, залеченными кальцитом разной генерации, на отдельные блоки.

Чаще всего - это рифогенные образования, сформированные скелетными организмами и водорослями. По материалам бурения в Арчинско-Урманской зоне нефтегазонакопления они практически повсеместно выходят на древнюю эрозионно-тектоническую поверхность. По данным палеонтолого-стратиграфических исследований в девонской истории развития древнего Нюрольского осадочного бассейна выявлены два этапа: *раннедевонский* и *средне-позднедевонский*. Осадконакопление проходило в мелководной шельфовой зоне. Распределение фаций контролировалось сформировавшейся в конце раннего палеозоя блоковой структурой фундамента. А поскольку в течение всего девонского периода структурный план дна бассейна развивался по унаследованному типу, образовались преимущественно два типа осадконакопления: кар-

бонатные платформы и разделяющие их депрессионные зоны. В пределах поднятий, геоморфологически выраженных «карбонатными банками», и на их склонах, в раннем девоне (лохковский, пражский, нижняя часть эмского яруса) шло формирование органогенно-детритовых осадков (кыштовская, армичевская, солоновская свиты). Для позднего эмса характерны органогенные, в том числе, биогермные известняки (надеждинская свита). В среднем девоне сформировалась мелководно-шельфовая герасимовская свита, а в верхнем девоне – лугинецкая свита. Имеются разрезы переходного типа, в которых наблюдаются фациальные замещения органогенных известняков глинисто-карбонатно-кремнистыми породами.

Выявленные месторождения характеризуются сложным вещественным составом коллекторов, значительной пространственной фильтрационно-емкостной анизотропией свойств, являющейся главной причиной резких отличий в работе добывающих скважин. Соответственно природные резервуары такого типа требуют иных методических подходов и технологических решений при их освоении [9; 11].

Проведенный детальный анализ характеристик параметров гидропроводности пластов и производительности скважин, пробуренных в пределах Арчинской и Урманской структурных зон, показывает пространственную связь зон трещиноватости с тектонически нарушенными зонами. Местоположение последних предопределяет высокую производительность скважин. Высокопроизводительные скважины и значительные дебиты флюида являются следствием закономерного распределения зон повышенной трещиноватости, приуроченных к фациальным зонам, обусловившим в свою очередь распространение пород с порово-трещинным типом коллектора.

Именно латеральная анизотропия проницаемости в значительной степени влияет на характер гидродинамических процессов, протекающих в разрабатываемом пласте. Поэтому учет данного фактора позволяет точно объяснить закономерности перетоков жидкости в залежах горизонта «М» и вести обоснованную адаптацию эксплуатационных скважин.

Особенности геологического строения и особый тип порового пространства палеозойских природных резервуаров приводят к значительным осложнениям при разбуривании карбонатных продуктивных толщ, которое часто сопровождается авариями и осложнениями.

Из опыта бурения на палеозойских месторождениях Томской области известно, что баланс плотности бурового раствора должен находиться в пределах $1,10-1,12 \text{ г/см}^3$: при плотностях ниже $1,10 \text{ г/см}^3$ наблюдается повышенное содержание газа в буровом растворе и опасность возникновения газонефтеводопроявлений; при превышении плотности $1,12 \text{ г/см}^3$ поглощения бурового раствора. Так же опасность поглощения бурового раствора связана с неоднородностью трещиноватых коллекторов, что вносит свои коррективы в технологический процесс строительства скважин [11].

В числе последних наиболее часто встречаются: 1) катастрофическое поглощение промывочной жидкости с последующим интенсивным газонефтеводопроявлением, сопровождаемым обвалами стенок скважины; 2) провалы инструмента; 3) прихват бурового инструмента; 4) некачественное цементирование эксплуатационных коллон и со-

ответственно некачественное испытание (отсутствие изоляции проницаемых горизонтов (пропластков). Как следствие - результаты испытания скважин не дают однозначного ответа о характере насыщения карбонатов. Главная причина невыполнения поставленных задач перед поисковыми скважинами – несоответствие применяемой конструкции скважины фактическим горно-геологическим условиям карбонатного разреза и его вскрытие на глинистом растворе. Полученные результаты в комплексе с анализом мероприятий по повышению нефтеизвлечения должны лежать в основе проектов на разработку палеозойских месторождений.

ЛИТЕРАТУРА

1. Биджаков В.И., Миндигалеев А.С., Некрасов Н.Е. Геологические результаты параметрического бурения по палеозою Томской области. Тр. СНИИГГиМСа вып. 275, Новосибирск, 1980. – С.25-39.
2. Вышемирский В.С., Запивалов Н.П., Бадмаева Ж.О. и др. Органическая геохимия палеозойских отложений юга Западно-Сибирской плиты. Новосибирск: Наука, 1984, 192 с.
3. Дубатовол В. Н., Краснов В. И., Богуш О. И. и др., 1990, Стратиграфия палеозойских отложений юго-востока Западной Сибирской плиты: Труды Института геологии и геофизики, 766: Новосибирск, Наука.
4. Запивалов Н.П. Геологические предпосылки и методика поисков залежей нефти в палеозое на юге Западной Сибири // Советская геология. 1979, № 3, с.22-37.
5. Макаренко С. Н., Огарков А. М., Тищенко Г. И., Ковешников А. Е., 1980, Опыт корреляции средне-верхнедевонских отложений Нюрольского осадочного бассейна: Перспективы нефтегазоносности юго-востока Западной Сибири, 275: СНИИГГиМС.
6. Стасова О.Ф., Ларичев А.И., Ларичкина Н.И. Типы нефтей юрских резервуаров юго-восточной части Западно-Сибирской плиты // Геология нефти и газа. 1998, № 7, с. 4-12.
7. Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла ЗСП – М.: Недра, 1981 – 143 с.
8. Тищенко Г.И., Славкин В.С., Копилевич Е.А., Гончаров А.В., Бакун Н.Н. Новые направления поисков залежей углеводородов в палеозойском карбонатном комплексе Нюрольской впадины // Геофизика. 1998. № 4. С. 62-68.
9. Тищенко Г.И., Коровкин М.В., Галанов Ю.И., Чернова О.С. Исследование неоднородности геологического строения нефтегазоносных карбонатных отложений Томской области // Известия ТПУ - Томск: - 2002. Т.305. С.39-48.
10. Трофимук А.А., Вышемирский В.С., Запивалов Н.П. Перспективы нефтегазоносности палеозоя юга Западно-Сибирской плиты // Геология и геофизика. 1972, № 7, с. 3-13.
11. Голф-Рахт Т.Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов. М: Недра, 1986 – 605 с.



Максимова Юлия Анатольевна. Старший преподаватель кафедры геологии и разработки нефтяных месторождений, Института природных ресурсов, НИ ТПУ, г. Томск.

Чернова Оксана Сергеевна. Кандидат геолого-минералогических наук, заведующая кафедрой геологии и разработки нефтяных месторождений, Института природных ресурсов, НИ ТПУ, г. Томск.