

**ОБОСНОВАНИЕ УСЛОВИЙ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ ТЕЛГЕСПИТСКОЙ ТОЛЩИ
ОТРАДНИНСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
(РЕСПУБЛИКА САХА (ЯКУТИЯ))**

Е.К. Васильева

Научный руководитель доцент А.В. Ежова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Отрадинское месторождение в административном отношении располагается на территории Ленского района Республики Саха (Якутия). Согласно существующей схеме нефтегазогеологического районирования территории, Отрадинское месторождение находится в Предпатомской нефтегазоносной области Лено-Тунгусской провинции.

Коллектор представлен породами телгеспитской толщи, которые по минеральному составу относятся к сульфатным и карбонатным отложениям.

Большая часть карбонатных отложений, выделяемых в разрезе скважины 314-3 в интервале: 2523,34-2551,30 м, сформировалась в условиях относительно стабильного тектонического режима области осадконакопления с низкой гидродинамической активностью среды седиментации, о чём свидетельствуют: тонкая горизонтальная слоистость; отсутствие серьёзных тектонических нарушений и т.д. Фациально карбонатные отложения представленного разреза принадлежат различным частям приливно-отливной равнины и, частично, мелководного шельфа изолированного морского бассейна с повышенной солёностью.

Карбонаты в интервале 2538,70-2548,21 м, образовались в наиболее глубоководных неосушаемых частях приливно-отливной равнины, возможно принадлежащих уже к зоне мелководного шельфа (*in situ*). Литологически они состоят из тонко- и мелкозернистого доломита серой и коричневато-серой окраски с небольшим количеством известкового материала в виде цементирующей массы и примесью терригенного материала песчано-алевритовой и пелитовой размерности. Значительную часть отложений составляют «сгустковые» доломиты, которые имеют сгустково-зернистую структуру, происхождение которой связано, скорее всего, с процессами замещения кальцита седиментационно-диагенетическим доломитом в реликтовых органогенных сгустково-водорослевых отложениях. Развитие последних предполагает мелководность бассейна осадконакопления, тёплый климат, обилие света, большое количество растворённого в воде углекислого газа. Наличие сгустковой структуры обуславливает высокую кавернозность пород, т.к. поровое пространство в местах сочленения комковатых агрегатов подверглось интенсивному растворению и выщелачиванию. Слоистые текстуры, преобладающие в данной части разреза, образовались в результате привноса и переотложения терригенного материала, во время приливно-отливных движений морского бассейна. Следует отметить довольно интенсивную трещиноватость пород в данном интервале. Преобладают открытые, довольно протяжённые трещины, возникшие в результате тектонических процессов и частично при растворении карбонатного осадка. Часто встречаются стилолитовые образования. В большинстве трещин и каверн наблюдаются выделения УВ.

В отличие от доломитов замещения, представленных в нижней части разреза, карбонатные породы в интервале: 2523,34-2548,10 м имеют явно кластическую (терригенную) природу образования, связанную с перемещением и последующей седиментацией дезинтегрированных частиц карбонатных отложений, имеющих окатанные формы со следами механической обработки, возникшими при транспортировке осадка. Часть магнезиально-карбонатных пород вверху данного интервала, возможно, образовалась в результате хемогенной садки из высокомагнезиального раствора прибрежно-морских вод. Формирование подобного типа отложений могло происходить при частых колебаниях уровня моря, характерных для приливно-отливной зоны, под действием приливно-отливных течений, а также в результате химического и механического выветривания в периоды осушки водного бассейна.

Литологически породы состоят из микро- и тонкозернистого ангидритизированного доломита, пелитоморфного магнетита коричневатых оттенков, а также вторичного мелкозернистого ангидрита, выполняющего практически всё пустотное пространство, возникшее в результате растворения и выщелачивания карбонатных осадков. Кроме того, ангидрит залечивает многочисленные трещины раннедиагенетического и эпидиагенетического происхождения. Следует отметить высокую глинистость отложений, что связано с непосредственной близостью, прилегающих к морскому бассейну, участков суши с терригенной седиментацией. Примесь солей в отложениях незначительная и проявляется, в основном, в виде белого налета на поверхности зерна, свидетельствуя о наличии микротрещиноватости в породах. Кроме различных видов слоистости, характерных для приливно-отливной зоны наблюдается порфириовидная текстура, возникшая в результате привноса в область седиментации комковатых частиц карбонатного материала овальной (овоидной) формы – пелоидов, природа образования которых связана, скорее всего, с дезинтеграцией карбонатного биокластического материала или с агрегацией водорослевой слизи, выделяемой в процессе жизнедеятельности различных водорослей. Большая часть выделений УВ на данном участке наблюдается в тонких извилистых эпидиагенетических трещинах деформаций уплотнения, реже в полостях растворения и выщелачивания. Редкие проявления выпотов УВ на поверхности зерна, могут быть связаны как с пористостью вмещающих пород, так и с микротрещиноватостью в этих породах.

В целом, карбонаты по составу породообразующих минералов можно отнести к мономинеральным породам с содержанием основного компонента от 60 до 80 % и выше. Мономинеральность пород нарушает вторичный ангидрит, который образует довольно крупные агрегаты зернистой и видоизменённой кристаллической массы.

При этом большинство зёрен ангидрита сильно корродированы и частично замещены тонкозернистым

доломитом, так что от зёрен остаются лишь реликты. Среди примесей можно выделить тонкодисперсный глинистый материал, содержание которого в породах достигает 10 % и более. Минералы глинистых пород имеют преимущественно хлорит-гидрослюдистый состав со значительной примесью неоднородных образований. Терригенный материал представлен плохо отсортированными и чаще всего полуокатанными зёрнами кварца, полевых шпатов и чешуйками мусковита, количество которых не превышает 1-2 %.

В нижней части карбонатной толщи отмечается известковый спаритовый цемент. Иногда в качестве цементирующей массы выступает битумное вещество. Среди аутигенных минералов можно выделить микрозернистый пирит, содержание которого в породе составляет от 1 до 4 %, в отдельных порах кристаллизуется галит, реже в порах отмечается кремнистый материал.

Карбонатные отложения в разрезе скважины 314-3 являются основным резервуаром, вмещающим углеводороды. УВ-насыщение проявляется, главным образом, по трещинам и пустотам растворения и выщелачивания карбонатных пород. Реже наблюдаются выпоты УВ-флюида на поверхности керна, связанные с пористостью или микротрещиноватостью пород, ещё реже полосчатое насыщение, приуроченное к прослойкам терригенного зернистого материала.

Сульфатные породы представлены:

- кристаллическими и зернистыми модификациями ангидрита, спрессованными в процессе литогенеза в линзовидно-комковатую массу, иногда образующими агрегаты и скопления довольно причудливой формы;
- солями водного (мирабилит) и безводного (тенардит) сульфата натрия, в основной своей массе зернистыми, образующими в интервалах: 2500,90-2501,10 м и 2503,92-2505,45 м отдельные прослои, а также многочисленные комковатые агрегаты и желваковые включения;
- пелитоморфным и тонкозернистым магнетитом, коричневатого-серых оттенков, возможно хемогенного происхождения, образовавшимся в результате поступления из приливно-отливной зоны высокомагнезиальных вод и образования тонкой карбонатной корочки на поверхности себхи в периоды осушки водного бассейна;
- в интервале: 2505,70-2506,5 м, выделяется прослой кристаллически однородного чистого прозрачного галита, генезис образования которого не совсем понятен и требует дополнительного изучения по керну других скважин;
- в качестве примеси в отложениях присутствует тонкодисперсный глинистый материал, поступающий, с прилегающих к области осадконакопления, участков суши.

Все породы, в той или иной степени, подвержены постседиментационным изменениям, выражающимся, в основном, в растворении и уплотнении осадка с образованием жилообразных и линзовидно-комковатых текстур. Карбонатно-магнезиальные породы на стадии раннего диагенеза подвергались сильной усадке, с образованием характерной раннедиагенетической трещиноватости, и разрушались, образуя многочисленные брекчиевидные обломки, которые, впоследствии, хаотично «расплывались» по ангидритовой массе. Кроме, перечисленных выше текстур, в эвапоритовой толще наблюдаются признаки различных типов слоистости, среди которых преобладают горизонтальная и косая, приуроченные, главным образом, к карбонатным и глинисто-магнезиальным прослоям.

Большая часть эвапоритовых отложений представлена кристаллически-зернистым ангидритом хемогенной садки. Как известно, осаждение сульфатов из водной среды химическим путём возможно при высокой концентрации солей (минимум в 5 раз превышающую нормальную морскую (по Е.М. Смехову)) в условиях жаркого засушливого климата при низкой гидродинамической активности среды седиментации. В эпиконтинентальных морях такие участки образовывались в изолированных водоёмах лагунного или озёрного типа, внутренних частей карбонатной платформы – себхах [4].



Рис. Схема стандартных фациальных поясов и фациальных тел второго порядка. По Дж. Л. Уилсону [4]

Учитывая, что в течение вендского времени на территории Сибирской платформы существовало множество эпиконтинентальных мелководных изолированных морей, которые на фоне общего вздымания всех частей платформы быстро пересыхали, образуя толщи карбонатно-эвапоритовых осадков, а также, судя по обилию различных солей – известняков, доломитов, гипса, ангидритов, галита, разрез можно отнести к лагунным фациям, а конкретно к макрофациям засоленных бассейнов, в которых отложения формировались в условиях засушливого жаркого климата.

Литература

1. Васильева Е.К. Основные литотипы телгеспитской подсветы Отрадинского месторождения (Республика Саха (Якутия)) // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XVIII Международного симпозиума студ., аспирант. и молодых ученых. – Томск:Изд-во ТПУ, 2014. – Т. 1. – С. 263 – 266.
2. Багринцева К.И. Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа. – М.: Изд-во РГГУ, 1999. – 285 с.
3. Бурова И.А., Кубетова Н.Л., Шостак К.В. Нефтегазовая геология // Теория и практика. – Санкт-Петербург, 2011. – Т. 6. – №4. [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/4/46_2011.pdf
4. Уилсон Дж.Л. Карбонатные фации в геологической истории. – М.: Недра, 1980. – 463 с.

ПРИМЕНЕНИЕ МИЦЕЛЛЯРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ

А.И. Васильков, Д.Е. Французов

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

В статье рассматривается метод мицеллярного заводнения и его применение на ранних стадиях разработки залежи.

Поверхностно-активные вещества (ПАВ) характеризуются двумя основными особенностями: поверхностной активностью и способностью образовывать мицеллы. В наибольшей степени образованию мицеллярных растворов способствуют ПАВ – стабилизаторы эмульсий и пен. Эти ПАВ называют часто мицеллообразующими или коллоидными. В результате увеличения концентрации ПАВ в растворителе (воде или углеводородах) достигается молекулярная растворимость. Если обычные вещества после достижения предельной концентрации выделяются в виде отдельной макрофазы (жидкости или осадка), то мицеллообразующие ПАВ в растворителе образуют ассоциаты, называемые мицеллами, которые являются термодинамически стабильными системами. Размер мицелл составляет 10-104 гам (нанометров), т. е. он значительно меньше, чем размер диспергированных частиц в эмульсиях типа «нефть в воде» или «вода в нефти» (105-106 нм) [1]. Главная особенность мицеллярных растворов – способность к солубилизации, т.е. к самопроизвольному растворению веществ, в обычных условиях нерастворимых в данном растворителе. Например, нефть становится растворимой в мицеллярной системе вода – ПАВ, хотя, обычно, нефть не растворяется, как в воде, так и в истинном водном растворе ПАВ. Смесь, содержащую мицеллы, можно охарактеризовать как микроэмульсию в том смысле, что она содержит диспергированные частицы субмикроскопического размера. Вместе с тем эта смесь обладает свойствами истинного раствора, в частности оптической проницаемостью и устойчивостью к осадкообразованию. Правильнее всего данную систему все же называть мицеллярным раствором, обладающим собственными характерными свойствами. Общие требования к мицеллярным растворам можно сформулировать следующим образом.

1. Раствор, в зависимости от назначения, должен обладать способностью полностью вытеснить нефть из пород-коллекторов различного типа или смешиваться с водой и нефтью. Для извлечения нефти из обводненных пластов было бы лучше, если раствор полностью вытеснит только нефть, не смешиваясь с ней и с водой, тогда как для обработки призабойных зон пластов очень важно, чтобы раствор смешивался с водой (для эксплуатационных скважин) и с нефтью (для нагнетательных). Вместе с тем растворы для вытеснения нефти должны отличаться от растворов для обработки призабойных зон пластов по величине поверхностного натяжения между растворами и нефтью, между растворами и водой, и по составу.

2. Желательно, чтобы мицеллярный раствор мог растворять органогенные отложения в пористой среде, такие как парафины или асфальтены. Иначе процесс вытеснения остаточной нефти не всегда будет эффективным.

3. Раствор должен оставаться вязкой однофазной, однородной жидкостью в различных пористых средах при высокой температуре пласта, при сильном разбавлении раствора водой или нефтью и т. д.

4. Для приготовления раствора должна быть пригодна различная по химическому составу и содержанию механических примесей вода, которая может оказаться недалеко от места промышленного пользования раствора.

Для определения влияния на основные свойства растворов различных его компонентов были проведены обширные исследования. Одним из основных параметров мицеллярного раствора, определяющих эффективность вытеснения нефти из пластов, является его вязкость. Получение раствора с заданной вязкостью дает возможность управлять его перемещением в пласте и регулировать охват пласта раствором. Вязкость раствора – есть функция его состава. Наибольшее влияние на вязкость мицеллярного раствора оказывает содержание воды. Добавление к раствору до 25 % воды увеличивает его вязкость до 10 сП, дальнейшее увеличение содержания воды приводит к увеличению вязкости до 100 сП и более. При количестве воды 45 % достигается максимальное значение вязкости. При содержании воды в диапазоне от 40 до 50 % происходит инверсия: раствор с внешней нефтяной фазой переходит в раствор с внешней водной фазой. Дальнейшее увеличение содержания воды