

переход от трещин к матрице, а в случае двухслойного коллектора – подключение к работе низкопроницаемого пропластка[3].

Поведение на диагностического графика производной давления вверх возможно в двух случаях – наличие непроницаемой границы давления или сферического течения. Согласно классическим представлениям, описанным в работах Bourde [4], комбинация представленных графиков свидетельствует именно о сферическом течении, однако в горизонтальных скважинах оно практически невозможно. С другой стороны, границей непроницаемого давления может служить водоносная область, а отклонение может свидетельствовать о достижении границы ВНК. Такое возможно, поскольку горизонтальный ствол находится на расстоянии 5 метров от границы с водой. Если делать оценку до границы давления с учетом распространения в горизонтальной плоскости, проницаемость которой 0.60 мД, то мы получаем 215 м. Однако если мы достоверно знаем, что расстояние до ВНК составляет 5 м, то можем оценить и вертикальную проницаемость, которая будет в 40 раз ниже горизонтальной. В таком случае вертикальная проницаемость составит 0,015 мД.

Таким образом, интерпретация гидродинамических нефтяных скважин низкопроницаемых коллекторов является достаточно сложной задачей, при этом традиционные методы диагностики не позволяют решить поставленные задачи. При обработке ГДИ необходимо принимать во внимание наличие не только нефтяной части, но и газовой шапки. Предложенные в статье решения позволяют оценить не только горизонтальную, но и вертикальную проницаемость, а также коэффициент анизотропии коллектора.

Литература

1. Эрлагер Р. Гидродинамические методы исследования скважин. – Москва-Ижевск: 2007. – 512с.
2. Узе О., Витура Д., ФьярэО. Анализ динамических потоков – выпуск 5.12.01. – Карра, 2017. – 743с.
3. Абрамов Т.А. Применение гидродинамических исследований для определения зон фильтрации в пласте к горизонтальному стволу скважины / Т.А. Абрамов, М.Л. Карнаухова, Д.И. Шустов, Д.Э. Исламов // Известия вузов. Нефть и газ. – 2013. – № 6. – С. 39-43.
4. Баренблатт Г.И. Движение жидкостей и газов в природных пластах / Г.И. Баренблатт, В.М. Ентов, В.М. Рыжик. – М.: Недра, 1984. – 211 с.
5. Алиев З.С. Исследование горизонтальных скважин: учебное пособие / З.С. Алиев, В.В. Бондаренко. - М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. – 300 с.

УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖИ НЕФТИ И ГАЗА В ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ Н.С. Харьковская

Научный руководитель старший преподаватель Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В Западной Сибири в последние годы отмечается повышение интереса к поискам залежей нефти в глубокозалегающих палеозойских отложениях. Это связано с преобладающим представлением о характере нефтегазоносности палеозойского комплекса. Изучение и анализ необходим для получения информации о природных ресурсах и предположении возможных техногенных нагрузках, о наиболее рациональных технологиях освоения, для обеспечения экологической сбалансированности природопользования, а также выявления наиболее комфортных мест разработки. В связи с этим для комплексирования и сопряженной обработки дистанционных и геофизических данных уточнение и анализ палеозойских отложений остаётся актуальной задачей.

За историю в динамике добычи нефти можно выделить два основных этапа. Небольшие годовые отборы нефти в первые 18 лет обусловлены периодичностью работы, неустойчивыми дебитами нефти и небольшим количеством (1-3 шт.) работающих скважин. На втором этапе после отработки фонтаном скважины переводились на механизированный способ эксплуатации. Это привело к увеличению добычи нефти и обводненности (до 80%) вследствие подтягивания подошвенной воды.

При разработке отложений палеозоя на нефтяных месторождениях Западной Сибири проблемным является весь комплекс вопросов [4]:

- создание адекватных трёхмерных цифровых моделей объекта;
- выбор рациональной плотности сетки и геометрии размещения скважин;
- обоснование типа конструкции скважин (наклонно-направленные, горизонтальные и т.д) и схемы их заканчивания;
- целесообразность (нецелесообразность) организации системы ППД;
- выбор оптимальных режимов эксплуатации добывающих скважин;
- целесообразность проведения различного рода ГТМ (форсирование отборов, гидроразрыв пласта и др.);
- прогнозируемая характеристика обводнения залежи, ожидаемый КИН.

При формировании и последующих преобразованиях, палеозойские отложения прошли следующие этапы:

- 1) первичный катагенез и диагенез;
- 2) формирование кор выветривания и орогенез;
- 3) формирование трещинных гидротермально-метасоматических по происхождению пород-коллекторов и вторичный катагенез.

Стадию образования нефти палеозойские породы прошли после первичного катагенеза. На орогенном этапе развития региона в зоне формирования кор выветривания сформированная в первичном катагенезе нефть, была

рассеяна. Породы-коллекторы были сформированы в виде единой системы и часть из них заполнилась нефтью и газом лишь на вторично-катагенетическом этапе преобразования пород.

Нефть мигрирует в сосредоточения палеозойских отложений, в результате диффузионного переноса в пластовых водах высокой температуры. Из пластовых вод нефть выделяется в капельной форме на участках глубинных разломов. Далее, нефть проходит «точки росы» и подъема, затем, благодаря силам гравитации, оседает в породах-коллекторах, сформированных в палеозойских отложениях [3].

Палеозойские отложения юго-восточной части Западно - Сибирской геосинеклизы в литературе именуется Нюрольским осадочным бассейном. Они объединяются в литолого-петрографические толщи с близким литологическим составом пород и близкими петрофизическими свойствами, которые соответствуют выделенным по палеонтологическим данным толщам и свитам.

Практически все залежи нефти палеозойских отложений вторично-мигрировавшие.

Процесс формирования месторождений нефти и газа в палеозойских отложениях выглядит следующим образом. После того, как произошло формирование отложений палеозойского моря, первоначальное залегание которых было близким к горизонтальному положению, и прекращению существования моря в конце карбона последовал продолжительный период континентального стояния региона. Во время данного периода произошло сближение таких крупных тектонических блоков, как Восточная Сибирь и Русская платформа [1].

Нюрольская впадина расположена в Томской и Новосибирской областях в Ю-З части Западно - Сибирской плиты. Размер впадины с точностью неизвестен, мощность мезозойского покрова от 2,6 до 4,8 км [4].

Разрез палеозоя представлен отложениями силура, девона и нижнего карбона. Возможно присутствуют более древние породы, но они ещё не вскрыты бурением; предполагается, что они залегают ниже глубины 5 км. Экраном служат глинисто-битуминозные сланцы юры.

Нефть найдена на относительно небольших месторождениях, большей частью в кавернозных и трещиноватых карбонатах палеозоя. В разрезе описываемой толщи Нюрольской впадины встречены карбонатные породы разного состава и генезиса: рифовые, кремнисто-карбонатные, хемогенные, органогенные. В продуктивных отложениях месторождений преобладают известняки, доломиты, кремнистые органогенные породы. Вулканогенно-карбонатные толщи с дайками диабазов имеют преимущественное распространение в краевых зонах районов распространения вулканогенных формаций.

Породы интенсивно разбиты трещинами различной ориентировки, которые заполнены доломитом, кварцем, битуминозным материалом. В карбонатном разрезе Северо-Останинской площади имеются покровы сильно измененных базальтовых порфиритов.

Палеозойский разрез Нюрольской впадины сложен преимущественно карбонатными породами, образовавшимися в морских условиях при незначительной или средней глубине водоема.

Промышленные притоки нефти выявлены в отложениях верхней части палеозоя и коры выветривания. Палеозойские образования представлены кремнистыми органическими породами и известняками средне-верхнедевонского и каменноугольного возраста.

По карбонатным породам проявляются процессы гипергенеза, вторичного катагенеза, в связи с этим зоны повышенной мощности карбонатных пород в составе палеозойских отложений являются наиболее перспективными участками для формирования пород-коллекторов и, соответственно, месторождений нефти и газа в палеозойских отложениях. Помимо планирования, организации и проведения поисковых и разведочных работ на данных объектах большой интерес представляет обобщение опыта разработки и условий формирования указанных отложений.

Литература

1. Запывалов Н.П. К 50-летию освоения Западно-Сибирской нефтегазовой провинции // Горные ведомости, 2013. № 4. С.94-99.
2. Елкин Е.А., Краснов В.И., Бахарев Н.К. и др. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Палеозой Западной Сибири. – Новосибирск, 2015. 163 с.
3. Шустер В.Л., Левянт В.Б., Элланский М.М. Нефтегазоносность фундамента. – М., 2013. – 176 с.
4. Клещев К.А., Шейн В.С. Перспективы нефтегазоносности фундамента Западной Сибири. – М.: ВНИГНИ, 2014. – 214 с.

ВЛИЯНИЕ ТЕРМООБРАБОТКИ НА РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТИ

Н.С. Харьковская

Научный руководитель старший преподаватель Л.В. Чеканцева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

При низких температурах имеет огромное значение подвижность нефти в процессах перекачки и перевозки ее в зимних условиях. К уменьшению проходного диаметра трубопровода приводит образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) на стенках при транспортировке аномальной нефти. Один из распространенных методов модификации реологических свойств аномальной нефти состоит в их тепловой обработке [2]. Процесс термообработки заключается в нагреве нефти до температуры, при которой «плавятся» содержащиеся в ней парафины, и охлаждении с заданной скоростью в определенных условиях (в движении или в покое). От температуры нагрева, содержания парафинов и асфальтено-смолистых веществ, и условий охлаждения зависят степень снижения реологических характеристик термически обработанной нефти. Принято считать, что в