

Рис. Изменение коэффициента работающих толщин

В среднем по пласту Ю₁¹ работает до 36% перфорированных толщин. По охвату воздействием в разработку вовлечено до 35% нефтенасыщенных толщин [2].

Статистический анализ значений коэффициентов работающих толщин и охвата воздействием по нагнетательным скважинам показал, что в среднем по пласту Ю₁¹ работает 43% перфорированных толщин.

Выработка запасов происходила на таких участках относительно быстро, продукция скважин стремительно обводнялась. Соответственно зоны с высокими $K_{p.t.}$ будут характеризоваться низкой плотностью остаточных запасов, что изображено на рисунке [2, 3].

В целом пласт характеризуется наибольшей однородностью и выдержанностью по площади, расчлененность ниже, чем по другим пластам, и в среднем составляет 1,7, пористость – 17%, проницаемость – 46,7 мД. Все эти факторы в совокупности обуславливают наилучшую выработку запасов нефти пласта Ю₁¹ по сравнению с другими пластами месторождения.

Литература

1. Ильина Г.Ф., Шмидт Е.И. Анализ состояния разработки объекта Ю 1/1 Вахского месторождения Томской области // Нефть и газ: Сборник тезисов 69-ой международной молодежной научной конференции, приуроченной к 85-летию РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина и 70-летию СНО, 14-16 апреля 2015 г. – Москва, 2015. – Т. 3. – С. 218.
2. Ильина Г.Ф. Практикум по промысловой геофизике: учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2010. – 87 с.
3. Ильина Г.Ф. Промысловая геофизика: учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2014. – 99 с.
4. Хуснуллин М.Х. Геофизические методы контроля разработки нефтяных пластов. – М.: Недра, 1989. – 190 с.

ЛИТОЛОГИЧЕСКАЯ НЕОДНОРОДНОСТЬ ПЛАСТА АВ₁¹⁻² НА ТЕРРИТОРИИ САМОТЛОРСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Е.Ю. Чукарин, И.А. Ковешников

Научный руководитель А.Е. Ковешников

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Самотлорское нефтегазовое месторождение округлой формы площадью 3000 км² находится в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области, в 750 километрах к северо-востоку от г. Тюмени и в 15 километрах от г. Нижневартовска. Географически район месторождения приурочен к водоразделу рек Вах, являющейся судоходной, Ватинского Егана и правых притоков реки Обь. Рельеф слабо пересеченный. Абсолютные отметки поверхности изменяются от плюс 45 до плюс 75 м. Заболоченная на 80% площадь представлена четвертичными аномальными и озерно-суглинистыми песчаниками мощностью до 20 м, грунтами с прослойками и линзами мелкозернистых песков, торфа.

В разрезе горизонта АВ₁¹⁻² выделяются два существенно различных типа строения [1]. Они обладают разными геолого-промысловыми характеристиками: глинистые коллекторы типа «рябчик» и слабоглинистые и слаборасчлененные песчаные тела, идентифицируемые с барьерными палеобарами.

Особенностью пласта АВ₁¹⁻² является то, что на большей части площади Самотлорского месторождения песчано-алевролитовые и глинистые породы залегают в виде частого чередования тонких прослоев различного литологического состава. Толщина слойков часто исчисляется миллиметрами, сантиметрами, реже десятками сантиметров. Внутри более мощных слойков и линзочек обломочных пород отмечаются в свою очередь мелкие от 1-2 мм до 1-1,5 см линзочки глины, связанные как с взмучиванием, взламыванием осадка во время волнения, так и с жизнедеятельностью роющих организмов. Мелкие линзочки алевролитов 1-2 мм связаны с деятельностью илоедов, а

СЕКЦИЯ 4. ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА. СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ. ГЕОИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА.

более крупные – с волновой активностью. Отмечаются единичные линзы угля толщиной 1 мм. Очень часто порода разбита на плитки толщиной от 0,3-0,5 мм до 4-5 см, причем более толстые плитки – алевритовые и песчаные.

Такое сочетание пород получило местное название «рябчик», под которым понимается тонкослоистое переслаивание песчано-глинисто-алевритовых пород, в совокупности характеризующееся мелко-пятнистой текстурой, обусловленной беспорядочным волнисто-линзовидным чередованием песчано-алевритовых и глинистых пород [2].

Глинистые «рябчиковые» песчаники занимают большую часть площади залежи пласта АВ₁¹⁻² в пределах месторождения. Доля в нефтенасыщенном объеме пласта таких коллекторов составляет порядка 80-85% (рис. 1). По геофизическим данным в их разрезе иногда выделяются от 1 до 4 практически заглинизированных интервалов, которые зачастую имеют линзовидную форму залегания и не прослеживаются даже в соседних скважинах. Процессы фильтрации в глинистых «рябчиковых» песчаниках имеют очень сложный и до конца не изученный характер.

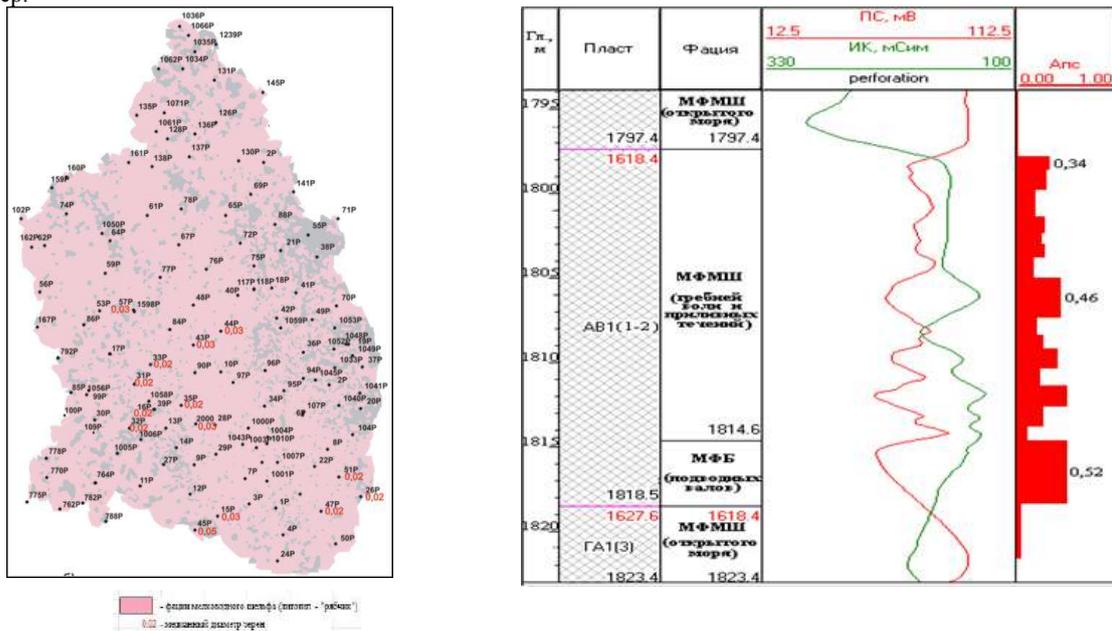


Рис. 1 Схема распространения по площади и электрометрическая характеристика типового разреза «рябчиковых» пород-коллекторов объекта АВ₁¹⁻²

Наиболее массивные высокопористые коллектора залегают в восточной части месторождения [4]. Здесь они распределены по всей толщине пласта или тяготеют к его кровле и середине (рис. 2).

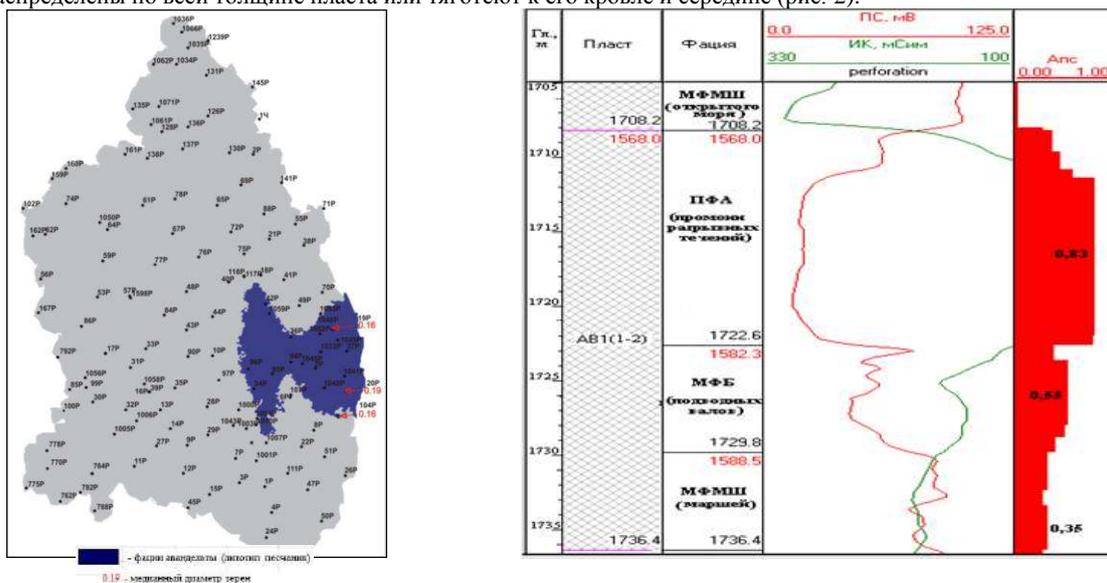


Рис. 2 Схема распространения по площади и электрометрическая характеристика типового разреза «дельтовых» пород-коллекторов объекта АВ₁¹⁻²

На запад эффективная толщина убывает, причем хорошие коллекторы присутствуют или в подошвенной части пласта, или в средней. Размеры этой зоны 12×6 км. Отдельными протяженными до 2,5 км зонами с шириной до

0,8-1 км слабоглинистые коллекторы увеличенной толщины распространяются на северо-запад к северной границе газовой шапки. В районе Мыхлайского поднятия эффективная нефтенасыщенная толщина увеличивается до 10-14 м, и хорошие коллекторы присутствуют в средней и подошвенной частях пласта. На остальной части Самотлорского месторождения слабоглинистые коллекторы залегают отдельными пятнами, эффективная толщина которых не превышает 1-2 м. Внутри таких песчаных тел по геофизическим данным нередко выделяются маломощные непроницаемые прослои линзовидного залегания, чаще всего определяемые как уплотненные карбонатизированные песчаники. Они могут оказывать определенное влияние на вертикальное перемещение флюидов, но практически никак не препятствуют латеральной фильтрации.

«Рябчиковая» порода ввиду сильной литологической неоднородности и относительно слабой уплотненности характеризуется пониженной прочностью. Отмечено, что при подготовке образцов к лабораторным исследованиям в них нередко образуется густая сеть микротрещин [4]. Последние, как правило, ориентированы параллельно слоистости и приурочены в основном к контактам слоев. Повышенная трещиноватость и слабая уплотненность предопределяют существенное уменьшение порового пространства при нагружении эффективным напряжением. Уменьшение коэффициента пористости при изменении всестороннего сжатия от 0 до эффективного напряжения в отдельных случаях достигает 2,7% и в среднем составляет 1,1%.

Эта же микротрещиноватость нередко приводит к завышению проницаемости в поверхностных условиях и при нагружении таких образцов эффективным напряжением проницаемость снижается во много раз сильнее, чем для образцов неслоистых песчано-алевролитовых пород аналогичной проницаемости. Так, проницаемость 0,008 мкм² при давлении, равном эффективному, снижается в два раза, а при проницаемости образца 0,004 мкм² – в пять раз. Породы нефтенасыщены и характеризуются наличием люминисцирующих в ультрафиолетовом свете участков (рис. 3).

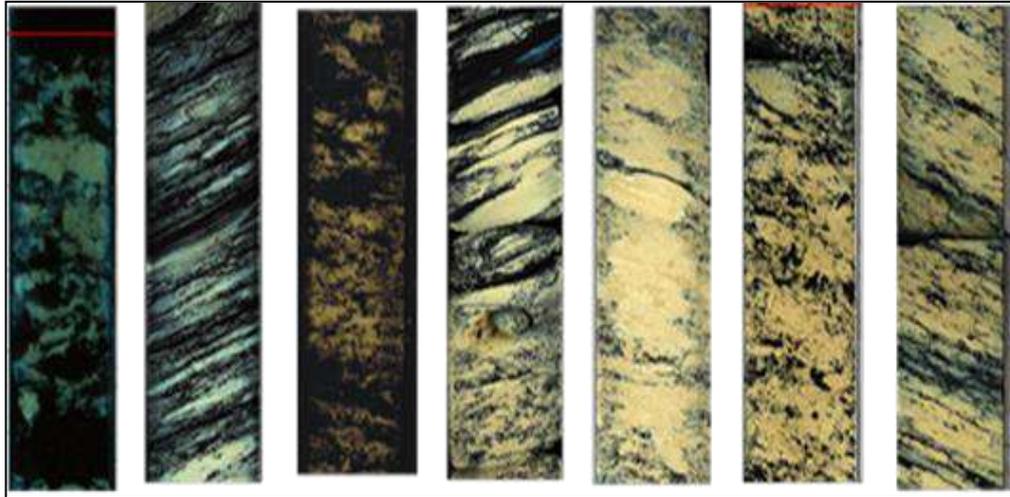


Рис. 3 Фото керн в ультрафиолетовом свете для пород пласта АВ₁¹⁻² «рябчик» Самотлорского месторождения

В северной и отчасти в восточной частях площади «рябчиковые породы» чередуются с обширными, обычно линейно вытянутыми зонами традиционного залегания песчано-алевролитовых и глинистых пород в виде обособленных слоев с толщинами от 0,4 до 8-10 м и более [3].

В палеодельтовых отложениях, для которых характерны фации дельтовых каналов и фации межканальных заполнений, в первых отчетливо доминируют средне-мелкозернистые и мелкозернистые глинистые песчаники, непроницаемые разности представлены уплотненными карбонатизированными песчаниками и глинистыми алевролитами. Участки между дельтовыми каналами в основном сложены алевролитами и аргиллитами с включениями мелкозернистых песчаников.

В разрезе пласта ни один из типов пород не имеет повсеместного распространения: в одних скважинах отсутствуют песчаники, в других алевролиты, в третьих – глины. Даже рябчиковые разновидности, преобладающие в описываемом разрезе, встречаются не во всех скважинах. Выделенные типы и разновидности образуют слои и линзы толщиной чаще всего 1-2 м. Более мощные слои встречаются значительно реже.

Литература

1. Буш А.Д. Стратиграфические ловушки в песчаниках. – М.: «Мир», 1977. – 211 с.
2. Нежданов А.А. Типы карбонатных конкреций и их роль в изучении нефтегазоносных формаций Западной Сибири. – Труды ЗапСибНИГНИ, Новосибирск, 1985. – С. 95 – 103.
3. Рединг Х.Г. Обстановки осадконакопления и фации. – М., 1990. – 352 с.
4. Сахигбареев Р.С. Вторичные изменения коллекторов в процессе формирования и разрушения нефтяных залежей. – Л.: Недра, 1989. – 113 с.