**ХАРАКТЕРИСТИКА ТИПА КОЛЛЕКТОРОВ ПОРОД АЧИМОВСКОЙ ТОЛЩИ
СЕВЕРА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

CHARACTERISTICS OF THE TYPE OF THE ACHIMOV SECTION
RESERVOIRS ROCKS IN THE NORTHERN AREA OF WEST SIBERIA

**А. Р. Курчиков, В. Н. Бородкин, А. С. Недосекин, О. А. Смирнов,
В. И. Самитова**

A. R. Kurchikov, V. N. Borodkin, A. S. Nedosekin, O. A. Smirnov, V. I. Samitova

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука Сибирского отделения
Российской академии наук Западно-Сибирский филиал, г. Тюмень
ООО «ИНГЕОСЕРВИС» г. Тюмень*

*Ключевые слова: ачимовская толща; Западная Сибирь; пористость пород;
проницаемость; дебиты*

Key words: Achimov section; West Siberia, porosity; permeability; flow rates

С точки зрения стратиграфического положения в разрезе ачимовская толща залегает в основании неокома в виде кулисообразных линзовидных тел субмеридионального простирания в стратиграфически скользящем диапазоне от берриаса на востоке до нижнего готерива на западе [1, 2].

Структура порового пространства пород-коллекторов толщи представлена различными по размеру и генезису порами, взаимосвязанными и замкнутыми, и трещинами, протяженными, короткими, часто соединенными с порами.

В песчано-алевритовых породах толщи широко развит процесс уплотнения вследствие увеличения гравитационного давления и повышения температур в связи с погружением пород и перекрытием их мощной толщей более молодых отложений, что приводит к снижению их емкостных свойств (рис. 1).

Рис. 1. Изменение пористости и проницаемости песчано-алевритовых пород с глубиной в меловых и юрских отложениях в пределах Уренгойского НГР

С повышением температуры происходит активизация химических процессов в водных растворах, с повышением давления — появление новых структурно-текстурных изменений (уплотнение зерен, возникновение сложных контактов между ними и т. д.). Давление оказывает большое влияние на процессы растворения пород, прежде всего, карбонатных [3].

В породах ачимовской толщи наблюдается преобразование глинистого материала в хлорит, который образует каемочки вокруг зерен, дающие начало крустификационному цементу (рис. 2). Присутствие в породах пленочного или порового хлорита ухудшает проницаемость пород, но препятствует уплотнению осадков. Коэффициент уплотнения в песчаниках с наличием пленочного хлоритового цемента, препятствующего сближению зерен и образованию вторичных контактов, будет меньше. Это один из факторов сохранения пористости пород-коллекторов на относительно больших глубинах.

Рис. 2. Межзерновое пространство породы заполнено преимущественно хлоритовым цементом. Поры мелкие (15-40 мкм), замкнутые или локально сообщаются между собой. Восточно-Медвежья пл., скв. 5018, обр. 11 524, глуб. 3 728,2 м. Клиноформа БП₈Ач₉₋₁₀

Развитию вторичных пустот во многом способствует трещиноватость. Факторов формирования трещиноватости пород ачимовской толщи несколько. Но определяющими, на наш взгляд, являются следующие. Первый — это тектонический фактор. В

выполненной работе нами [4] было установлено, что для более ранних по возрасту клиноформ (от БП₁₈Ач₁₈ до БП₁₂Ач₁₃₋₁₄) отмечается существенная перестройка структурных пластов на конец сеноманского времени. Учитывая глубину залегания клиноформных образований, следует полагать, что они уже прошли диагенетические преобразования. Такие перестройки приводили к деформации пород и формированию зон трещиноватости.

Следующий фактор формирования зон трещиноватости обусловлен процессами образования залежей углеводородов. Первый элемент связан с процессами глубинной дегазации Земли. Б. М. Валяев, П. Н. Крипоткин [5] называют это «трубы глубинной дегазации», Р. М. Бембель, В. М. Мегеря, С. Р. Бембель [6] — «геосолитоны» и т. д. Второй элемент отражен нами в работе [7], в которой отмечается, что клиноформные образования в зоне уменьшенных толщин и на контакте с глинистыми разностями характеризуются повышенной карбонатностью песчаных пород. В процессе заполнения ловушек углеводородами (в том числе и при процессах глубинной дегазации Земли) и отжатии при этом седиментационных вод клиноформные образования оказались в карбонатной оболочке, что способствовало формированию аномально высоких пластовых давлений (коэффициент аномальности 1,7–1,8) и соответственно, деформации карбонатных разностей.

Трещины в ачимовских отложениях развиты как короткие, прерывистые, располагающиеся в матрице и связывающие между собой первичные и вторичные поры (рис. 3), так и протяженные, проходящие через весь шлиф.

Рис. 3. Наклонная открытая трещина с вторичными порами выщелачивания в средне-мелкозернистом песчанике. Уренгойская пл., обр. 246, гл. 3675 м. Клиноформа БУ₁₇₋₁₉Ач₁₅

Ширина трещин 5–25 микрон. Стенки трещин неровные, часто микрошероховатые, что препятствует смыканию трещин на больших глубинах. По ходу протяженных открытых трещин часто образуются пустоты «расширения», которые относятся к вторичным порам выщелачивания. На интенсивность проявления трещиноватости также большое влияние оказывает литологическая неоднородность пород (рис. 4).

Рис. 4. Тип трещиноватости в керне ачимовской толщи: а — 706 Непонятной пл., инт. 3945–3958 м. Клиноформа БТ₁₁Ач₁₇; б — 250 Самбургская пл., инт. 3804–3818 м. Клиноформа БУ₂₀Ач₁₆

При сопоставлении трещинной и межзерновой проницаемостей по методу больших шлифов ВНИГРИ было установлено преобладание первой в 2–10 раз [2].

Наличие трещин говорит о существовании не только порового (простого) типа коллекторов, но и сложного (смешанного) порово-трещинного и трещинно-порового типов. По данным гидродинамических исследований наличие смешанного типа коллектора [8] установлено по типу кривых восстановления давления и гидропрослушиванию скважин. Также гидродинамические расчеты показали, что низкие значения абсолютной проницаемости коллекторов, характеризующие свойства поровой составляющей,

не могут обеспечивать дебиты газоконденсатной смеси 500–600 тыс. м³/сут, полученные из многих скважин.

На рис. 5 показано сопоставление дебитов газоконденсатной смеси, рассчитанных исходя из проницаемости, определенной по данным интерпретации промыслово-геофизических (ГИС) и газогидродинамических исследований. Дебиты, рассчитанные по газогидродинамическим исследованиям превышают в 5–10 раз дебиты, рассчитанные по данным ГИС (см. рис. 5). Такое расхождение связано с тем, что при определении проницаемости по ГИС не учитывалась трещинная составляющая.

Рис. 5. Сопоставление дебитов газоконденсатной смеси, рассчитанных по материалам ГИС (q), с фактическими дебитами в пределах Уренгойского НГР

Трещины в исследуемых отложениях осуществляют фильтрацию углеводородов, гидродинамическую связь между продуктивными пластами, способствуют образованию вторичных пор выщелачивания. При проведении гидроразрыва пласта дебиты углеводородов в скважинах увеличиваются в 2–3 раза.

Список литературы

1. Нежданов А. А., Пономарев В. А., Туренков Н. А. и др. Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири. – М.: Изд. Академия горных наук, 2000.
2. Курчиков А. Р., Бородин В. Н., Храмова А. В. Условия формирования и атлас текстур пород ачимовского клиноформного комплекса севера Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2010. – 130 с.
3. Гайворонский И. Н., Леоненко Г. Н., Замахаев В. С. Коллекторы нефти и газа Западной Сибири. Их вскрытие и опробование. – М: Геоинформмарк, 2000.
4. Бородин В. Н., Курчиков А. Р. Термобарическая и палеотектоническая характеристика клиноформных образований ачимовской толщи Западной Сибири в связи с нефтегазоносностью // Горные ведомости. – Тюмень. – 2010. – № 3. – С. 16-35.
5. Валиев Б. М., Кропоткин П. Н. Зональность нефтегазоаккумуляции и глубинной углеводородной дегазации в осадочных бассейнах (в связи с их геодинамической эволюцией): тез. докл. Международ. Симпозиума «Геодинамическая эволюция осадочных бассейнов». – М., 1992.
6. Бембель Р. М., Мегеря В. М., Бембель С. Р. Геосолитоны и дегазации Земли. Материалы междунар. конференции. «Дегазация Земли: геодинамик, геофлюиды, нефть и газ». – М.: ГЕОС, 2002. – С. 95-97.
7. Брехунцов А. М., Бородин В. Н., Дещеня Н. П., Ильин Ю. М. Строение залежей углеводородов основных продуктивных пластов ачимовской толщи Восточно-Уренгойской зоны и методика их разведки // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: 1999. – № 5. – С. 16-22.
8. Брехунцов А. М., Кучеров Г. Г., Стасюк М. Е. Тип коллекторов в отложениях ачимовской толщи Восточно-Уренгойской зоны // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 1998. – № 7. – С. 2-6.

Сведения об авторах

Курчиков Аркадий Романович, д.г.-м.н., профессор, генеральный директор ЗапСибИПГНГ, заведующий кафедрой «Геология месторождений нефти и газа», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)465827, e-mail: ARKurchikov@tmnsc.ru

Бородин Владимир Николаевич, д.г.-м.н., профессор, главный геолог, ООО «Геология Резервуаров», г. Тюмень, тел. 8(3452)200704, e-mail: info@geores.ru

Недосекин Антон Сергеевич, генеральный директор ООО «Геология резервуара», Тюмень, тел. 8(3452)200706, e-mail: info@geores.ru

Смирнов Олег Аркадьевич, к.г.-м.н., главный геолог ООО «ИНГЕОСЕРВИС», тел. 89028150095

Самитова Венера Ильдаровна, вед. инженер, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук Западно-Сибирский филиал, г. Тюмень, тел. 8(3452) 744388, e-mail: samitova_vi@mail.ru

Information about the authors

Kurchikov A. R., Doctor of Geology and Mineralogy, professor, head of the chair «Geology of oil and gas fields», Tyumen State Oil and Gas University, General Director of ZapSibIPGNG, phone: 8(3452)465827, e-mail: ARKurchikov@tmnsc.ru

Borodkin V. N., Doctor of Geology and Mineralogy, chief geologist of the company «Geology of reservoirs», Tyumen, phone: 8(3452)200704, e-mail: info@geores.ru

Nedosekin A. S., General director of the company «Geology of reservoirs», Tyumen, phone: 8(3452)200706, e-mail: info@geores.ru

Smirnov O. A., Candidate of Science in Geology and Mineralogy, Chief Geologist of the company «INGEOSERVIS», phone: 89028150095

Samitova V. I., leading engineer of the Institute of petroleum geology and geophysics named after Trofimuk A. A., Siberian Branch of RAS, West Siberia affiliate, phone: 8(3452)744388, e-mail: samitova_vi@mail.ru