

**ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ И УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ПЛАСТА АВ₁
РАННЕМЕЛОВОГО ВОЗРАСТА НА СОВЕТСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ
(ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)**

А.Б. Жамсаранова

Научные руководители доцент Т.А. Гайдукова, ассистент Е.Н. Осипова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Развитие нефтяной промышленности в Томской области началось в 1962 г. с открытием Советского месторождения, которое в 1966 г. введено в опытно-промышленную разработку. Месторождение многопластовое, нефтегазоносность доказана 18 залежами и по количеству запасов относится к категории крупнейших. Стоит отметить, что месторождение находится на четвертой стадии разработки и обводненность скважинной продукции составляет более 80%.

Залежь нефти пласта АВ₁ содержит более 70,9% остаточных извлекаемых запасов от первоначально утвержденных по категории С₁ (01.01.2006). Нефтенасыщенный горизонт АВ₁ на Советском месторождении характеризуется ярко выраженными низкими фильтрационно-емкостными свойствами, повышенной неоднородностью строения, а значит низкими дебитами и низким коэффициентом продуктивности. Горизонт АВ₁ представляет собой частое, тонкослоистое, линзовидное переслаивание глинистых песчаников, алевролитов и глин. Нефтенасыщенная толщина по скважинам изменяется от 4,8 до 24,9 м, в среднем составляет 15,6 м. В горизонте АВ₁ выделено пять нефтенасыщенных песчаных пропластков: АВ₁¹, АВ₁^{2а}, АВ₁^{2б}, АВ₁³ и АВ₁⁴ (рис. 1). Залежь нефти пластовая сводовая [3].

Горизонт АВ₁ часто геологи-производственники называют «рябчик» за счет своего характерного внешнего облика и линзовидного строения. Исследованиями в лаборатории физики пласта установлены его низкие значения фильтрационно-емкостные свойства: проницаемость от 0 до 107 мД, пористость от 0 до 10%; что практически характеризует пласт как неколлектор, и поэтому он считался бесперспективным. Также не было методик подсчета запасов нефти, а так как залежь не открыта и нет подсчета запасов, следовательно, ее не вводили в разработку. Но с появлением технологии гидроразрыва пласта появилась возможность добывать нефть из этого объекта.

Сам генезис формирования «рябчиковых» песчаников может быть объяснен с позиции их текстурных особенностей. «Рябчиковый» облик текстурной характеристики песчаников можно отнести к прерывистой слоистости. Формирование такого типа слоистости, седиментология связывает с последовательным частым чередованием этапов спокойной и активной гидродинамической деятельности, в результате чего происходит деформация первичной слоистой текстуры [3].

Учитывая, что рассматриваемый комплекс отложений формировался в морском бассейне, наиболее приемлемой моделью, является модель «штормовых» песчаников. Это объясняет, с одной стороны, обширное площадное развитие «рябчиковых» песчаников, а с другой, их текстурные особенности. Штормовые песчаники являются одним из широко распространенных элементов песчаной составляющей шельфовой зоны. Их формирование связано с участками побережий, подверженных воздействию штормов (рис. 2). Разрушение вдольбереговых баровых построек в условиях высокой гидродинамической активности, способствует транспортировке грубообломочного материала на значительное расстояние в удаленные шельфовые участки морского бассейна.

Чередование проявлений штормовых периодов со спокойными этапами седиментации благоприятны для переслаивания хорошо отсортированного песчаного и глинистого материала. Однако глинистые прослой в «штормовых» песчаниках шельфовой зоны не сохраняют литологически однородную текстуру. Это связано с тем, что на сформированный в период спокойной седиментации маломощный глинистый покров оказывает сильное гидродинамическое воздействие последующая штормовая обстановка. При этом глинистый материал смешивается с песчаными разностями, образуя песчано-глинистый прослой с волнистой прерывистой «рябчиковой» текстурой. Одной из важных особенностей штормовых песчаников является значительное латеральное развитие отдельных маломощных песчаных прослоев [1].

В соответствии с рисунком 2, пачки штормовых слоёв формируются в результате периодического разрушения баровых построек, в результате чего хорошо отсортированный песчаный материал за короткий промежуток времени транспортируется на значительное удаление от береговой линии в сторону моря, выстилая дно осадочного бассейна маломощным, но обширным по площади (десятки квадратных километров) песчаным покровом. Последующее «затишье» способствует накоплению перекрывающего прослоя глин, а дальнейшая активизация волновой деятельности возобновляет процесс транспортировки грубообломочного материала. Усиление гидродинамической активности способствует дроблению сформировавшегося глинистого прослоя и внедрению отдельных его частей в подстилающие песчаные отложения, что приводит к формированию прерывистой слоистости [1].

На примере стратиграфической разбивки скважины – стратотипа (рис. 1), можно сделать вывод, что пласт имеет сложное строение.

Это прослеживается в объёме маломощных прослоев карбонатизированных песчаников. Являясь единым стратиграфическим уровнем разобщения коллектора, постседиментационные карбонатизированные песчаники могут быть использованы в качестве реперных горизонтов при корреляции песчаных пластов морского, прибрежно-морского и континентального генезиса. В совокупности с глинистыми прослоями они представляют

собой надёжные внутрирезервуарные флюидоупоры, разделяющие коллектор на гидродинамически обособленные системы.

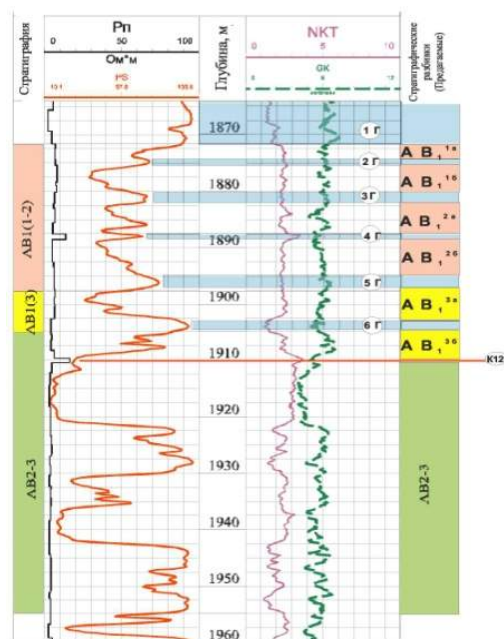


Рис. 1. Стратиграфические разбивки горизонта AB_1 , скважина-стратотип Советской площади

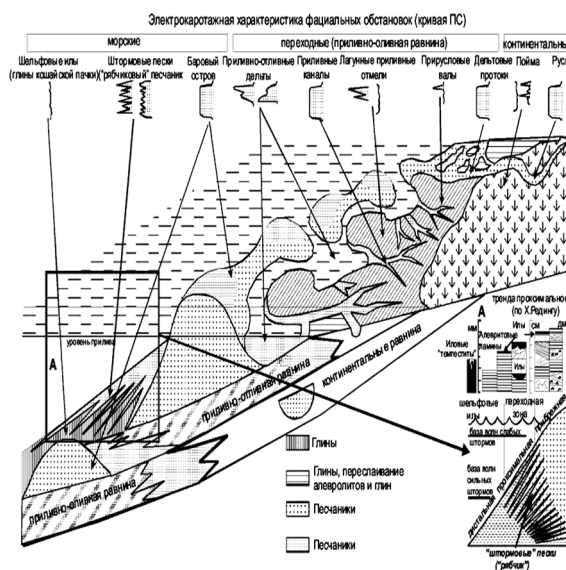


Рис. 2. Палеогеографические условия формирования «рябчиковых» песчаников

Многочисленная смена усиления и ослабления гидродинамических процессов способствует формированию значительных по мощности и протяженности переслаивающихся толщ в виде «слоёного пирога», который может иметь и различную литологическую «начинку» (рис. 2). В прибрежной зоне, в непосредственной близости от баровой постройки, он преимущественно песчаный и имеет градиционную структуру. По мере продвижения в сторону моря количество глинистых прослоев увеличивается и в наиболее глубоких зонах накопление глин является преобладающим.

Береговые штормовые пески представляют собой литологически однородный разрез штормовых отложений мощностью от 5 до 130 см, ограниченных поверхностями эрозии без глинистых прослоев.

Проксимальные штормовые пески (слои толщиной от 5 до 100 мм) обычно сохраняют литологические и структурные признаки, свидетельствующие об их одноактном образовании из единого потока.

Дистальные штормовые пески выделяются в зоне шельфовых иловых фаций. Они являются тонкозернистыми образованиями обычно мощностью менее 50 мм с горизонтальной или косой слоистостью [1].

Принадлежность изучаемых отложений к «штормовым» песчаникам подтверждается следующим:

- широкое площадное развитие и аналогичность промыслово-геофизической характеристики слагающих её пачек на всей территории изучения;

- «рябчиковый» облик отдельных пачек, который можно связать с развитием прерывистой слоистости;

- значительное количество в разрезе прослоев карбонатизированных песчаников (до семи), формирующихся по эрозионным поверхностям, образованным в результате воздействия на осадок штормовых процессов;

- значительное присутствие в разрезе глинистой составляющей, что свидетельствует об удаленности территории от береговой линии во время формирования осадка [2].

Исходя из рассмотренной модели строения горизонта AB_1 , можно сделать вывод, что выделяемые межрезервуарные покровы, представленные как глинистыми пропластками, так и прослоями карбонатизированного песчаника, могут служить локальными гидродинамическими разделами для пластов AB_1^1 , AB_1^{2a} и AB_1^{2b} . В этой связи каждый из выделенных пластов следует рассматривать как самостоятельную гидродинамическую систему.

На примере Советского месторождения Томской области рассмотрен пласт AB_1 , его литология и фациальные условия формирования.

Проведенный анализ условий седиментации пласта AB_1 , позволил обосновать литологически сложное строение его коллектора, что затрудняет корреляцию и оценку площадного распространения песчаных нефтенасыщенных прослоев по площади.

Литература

1. Геология нефти и газа Западной Сибири / А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов и др. – М.: Недра, 1975. – 561 с.

2. Нежданов А.А. Типы карбонатных конкреций и их роль в изучении нефтегазоносных формаций Западной Сибири // Труды ЗапСибНИГНИ, 1985. – Вып. 201. – С. 95 – 103.
3. Реддинг Х. Обстановки накопления и фации. – М.: Изд-во «Мир», 1977. – Т. 1. – 245 с.

ВОЗМОЖНОСТИ МАСС-СПЕКТРОМЕТРИИ ИЗОТОПНЫХ ОТНОШЕНИЙ (IRMS) ДЛЯ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

А.В. Жердева, М.А. Веклич

Научный руководитель профессор И.В. Гончаров

Томский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа, г. Томск, Россия

Возможности современной масс-спектрометрии изотопных отношений (IRMS – Isotope Ratio Mass Spectrometry) позволяют решать широкий спектр задач в рамках геохимических исследований. К настоящему моменту разработано множество методик по исследованию различных типов флюидов и пород с целью получения информации об изотопном составе. Одним из направлений исследований является так называемый изотопный каротаж газа дегазации бурового раствора [1]. Помимо информации, получаемой при традиционном газовом каротаже, результаты изотопных исследований позволяют также ответить на вопросы о природе происхождения газа (газ ранней генерации, биогенный, термогенный, смешанный), протекании процессов биodeградации в залежи, межпластовых перетоках и др. Подобные исследования за рубежом начали проводиться еще в конце прошлого столетия.

К сожалению, в России такие работы практически не ведутся, в первую очередь ввиду малой распространенности современных изотопных масс-спектрометров с сопутствующими системами ввода проб.

В рамках настоящей работы представлены возможности масс-спектрометрии изотопных отношений при исследовании газов дегазации бурового раствора.

В процессе бурения скважины газ, полученный при дегазации бурового раствора, отбирался в специальные контейнеры Isotube, которые затем были направлены на исследования. Отбор был произведен из 2-х интервалов: 290-580 м (верхний) и 2200-3000 м (нижний).

В ходе работ определяли компонентный состав, изотопный состав углерода (ИСУ) углеводородных компонентов C_1 - C_3 и CO_2 , а также изотопный состав водорода CH_4 . Газохроматографический анализ выполняли на хроматографе Кристалл 5000, оборудованном модулем ПИД-ДТП. Определение изотопных составов углерода и водорода проводили методом GC-C-IRMS на изотопном масс-спектрометре DELTA V ADVANTAGE, к которому через интерфейсный блок ConFlo IV присоединялся газовый хроматограф TRACE GC ULTRA, оборудованный блоком GC Isolink (Thermo Fisher Scientific). Разделение компонентов в хроматографе происходило на капиллярной колонке Poraplot Q (50 м·0,32 мм·10 мкм). Температурный режим зависел от определяемого компонента.

Для минорных компонентов (C_2 , C_3) в случае низких концентраций (менее 0,1 % об.) применяли концентрирование с использованием криоловушки (охлаждение жидким азотом). Для каждого анализируемого компонента проводилось не менее 3 параллельных измерений. Результаты считались корректными, если расхождение между параллельными измерениями не превышало 0,3 % для углерода и 5 % для водорода.

Результаты газохроматографического анализа (рис. 1) показали наличие зон с повышенным содержанием углеводородов, как в верхнем, так и в нижнем интервалах. Однако, если в верхнем интервале повышенные концентрации характерны только для метана, то для нижнего это характерно для УВ C_1 - C_5 .

Результаты изотопных исследований свидетельствуют о том, что ИСУ CH_4 изменяется в достаточно широких пределах: от -36 – -37 до -66 – -67 ‰. Таким образом, диапазон изменения ИСУ CH_4 по разрезу скважины составляет ~ 30 ‰, что говорит о различных источниках происхождения газа.

Наиболее изотопно-тяжелый метан (-36 – -37 ‰) приурочен к самой нижней части разреза (2960-3000 м). Как было сказано, для этого интервала отмечается повышенное содержание углеводородов C_2 - C_5 . Средние значения ИСУ компонентов C_2 и C_3 составляют -26,9 и -25,7 ‰ соответственно. Можно утверждать, что в указанном интервале типичный термогенный газ, полученный из термически зрелого органического вещества [1].

Выше отметки 2960 м отмечается постепенное обогащение C^{12} ИСУ CH_4 до -44,5 ‰. Параллельно происходит утяжеление ИСУ C_3H_8 с -25,4 до -14,4 ‰. ИСУ C_2H_6 при этом изменяется незначительно. Подобное изменение ИСУ углеводородов C_1 , C_3 свидетельствует о протекающих процессах биodeградации.

Начиная с 2400 м вверх по разрезу скважины до 2200 м, происходит обогащение легким изотопом ИСУ метана, этана и пропана.

Аналогичная ситуация наблюдается и в верхнем интервале, в диапазоне глубин 368 – 580 м. Однако, облегчение ИСУ происходит не стандартно – вверх по разрезу, а вниз.