

натяжение. Результаты эксперимента представлены на рисунке 2 в виде отдельных кадров, соответствующих моментам начала опыта, движения в течение 5 с, 15 с и 35 с. Слева расположена контрольная пробирка, а справа с парами н-гексана. Можно видеть, что в вертикально расположенном капилляре с парами н-гексана столбик нефти, опускаясь под действием гравитации, движется быстрее, чем на воздухе. Наблюдаемое снижение вязкости нефти происходит практически мгновенно, что нельзя объяснить эффектами разбавления нефти н-гексаном. Мы считаем, что увеличение подвижности нефти в капилляре происходит как результат нарушения пленки поверхностного натяжения нефти парами н-гексана, что приводит к изменению величины капиллярных сил и началу пленочного течения нефти.

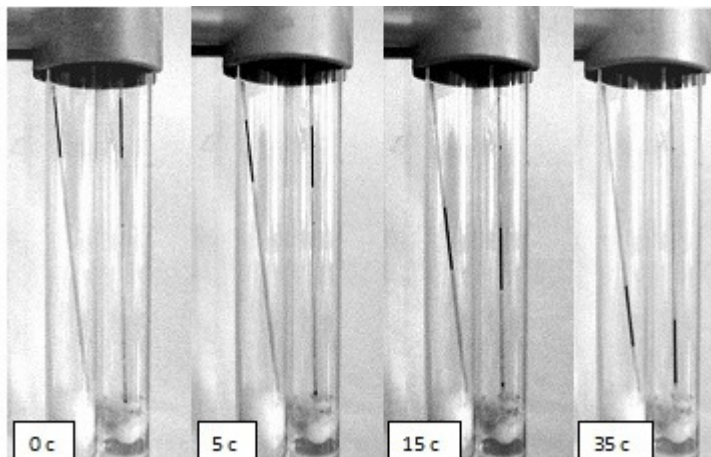


Рис. 2. Кадры видео, показывающие различие в движении одинаковых микрообъемов нефти в капиллярах в интервале 35 секунд. Слева расположена контрольная пробирка без н-гексана, а справа – с н-гексаном

Приведенные опыты по наблюдению поведения микрообъемов нефти в парах н-гексана и воды показывают, что движение микрообъемов нефти в капилляре под влиянием парциального давления паров веществ может быть не только обнаружено, но и оценено количественно. Действие паров изменяет поведение нефти в капилляре почти мгновенно, в результате нарушения пленки поверхностного натяжения. Прозрачность капилляра позволяет фиксировать фазовые переходы в пленках нефти на внутренней поверхности капилляра. Результаты опытов указывают на возможность пленочного течения нефти под действием паров н-гексана в капиллярах.

В дальнейшем планируется создать лабораторные установки с регулируемым углом наклона капилляра, вращением препаративного стола, что позволит менять скорость и пробег нефти по капилляру.

Исследования проводятся при финансовой поддержке РФФИ и ХМАО – Югра. Вид проекта: р_урал_а Региональный конкурс Урал: инициативные.

Выражается благодарность доценту кафедры экологии Института природопользования ЮГУ Углеву В.В. за помощь в разработке и проведении экспериментов.

Литература

1. Буря Е.Г. Исследование агрегативной устойчивости нефтей при взаимодействии с углеводородными растворителями // Дисс. и автореф. канд. техн. наук по ВАК 25.00.17. – М., 2002.

КОМПЛЕКСНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ПЛАСТА АВ₁ РАННЕМЕЛОВОГО ВОЗРАСТА НА СОВЕТСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

А.Б. Жамсаранова, Е.Н. Осипова

Научный руководитель доцент Т.А. Гайдукова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия

Развитие нефтяной промышленности в Томской области началось в 1962 году с открытием Советского месторождения. В 1966 году оно введено в опытно-промышленную разработку. Месторождение многопластовое, нефтегазоносность доказана 18 залежами, 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, повышенными неоднородностями 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].

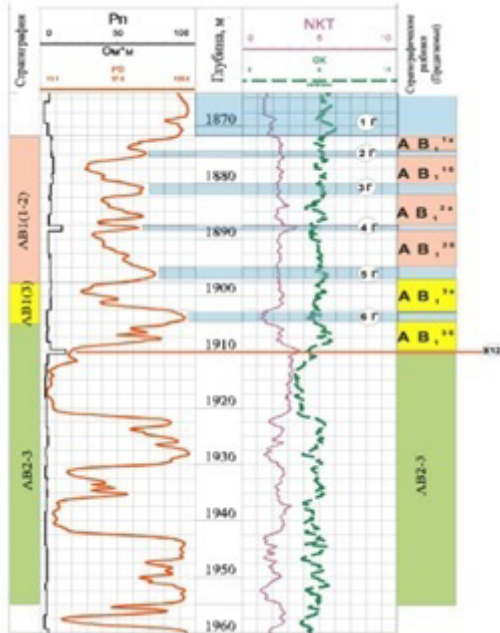


Рис. 1. Стратиграфические разбивки горизонта АВ₁ Скважина-стратотип Советской площади

Горизонт АВ₁ часто геологи-производственники называют «рябчик» за счет своего характерного внешнего облика и линзовидного строения. Исследованиями в лаборатории физики пласта установлены низкие значения фильтрационно-емкостных свойств: проницаемость от 0 до 107 мД, пористость от 0 до 10%, что практически характеризует пласт как неколлектор, 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. В соответствии с работами по особенностям формирования осадочных толщ, «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 распространённых элементов песчаной составляющей шельфовой зоны. Их формирование связано с участками побережий, подверженных воздействию штормов (рис. 2). Разрушение вдольбереговых баровых построек в условиях сильной гидродинамической активности, способствует транспортировке грубообломочного материала на значительное расстояние в удалённые шельфовые участки морского бассейна.

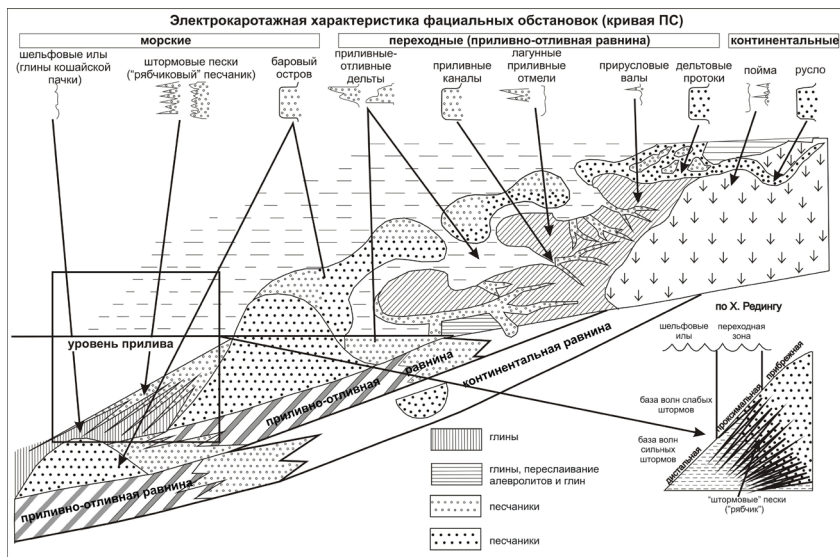


Рис. 2. Палеогеографические условия формирования «рябчиковых» песчаников

Чередование проявлений штормовых периодов со спокойными этапами седиментации благоприятны для переслаивания хорошо отсортированного песчаного и глинистого материала. Однако глинистые прослои в «штормовых» песчаниках шельфовой зоны не сохраняют литологически однородную среду. 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 внутривнедренные флюидоупоры, разделяющие коллектор на гидродинамически обособленные системы.

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, разрез 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 сланцевых 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 покрывки, представленные как глинистыми пропластками, так и прослоями карбонатизированного песчаника, могут служить локальными гидродинамическими разделами для пластов AB_1^1 , AB_1^{2a} , 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 основных факторов 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. и др. – М.: Недра, 1975. – 680 с.
2. Нежданов А.А. Типы карбонатных конкреций и их роль в изучении нефтегазоносных формаций Западной Сибири // Труды ЗапСибНИГНИ. – Новосибирск, 1985. – Вып. 201. – С. 95 – 103.
3. Обстановки осадконакопления и фации / Под ред. Х. Рединга. – М.: Мир, 1990. – Т. 1. – 352 с.