

**ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ  
И ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ  
ЛИТОЛОГИЧЕСКОГО ТИПА  
(НА ПРИМЕРЕ ПЛАСТА D<sub>0</sub>  
АНДРЕЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)**

***Е. А. Московцова***

*Научный руководитель – доцент И. А. Козлова*

Пермский государственный технический университет

*Объектом изучения в данной работе являются тиманские отложения Андреевского месторождения. Для них рассмотрены некоторые структурно-фациальные условия образования, распределения основных фильтрационно-емкостных свойств, толщин. Показано влияние этих геологических параметров на распределение дебитов нефти в скважинах пласта D<sub>0</sub>.*

В тектоническом отношении месторождение расположено в южной части Верхнекамской впадины на Андреевском выступе.

В разрезе месторождения выделяются следующие отражающие горизонты (ОГ) V, III, II<sup>П</sup>, II<sup>К</sup>, I<sup>П</sup>, A<sup>К</sup>. В связи с тем, что тема работы связана с девонскими отложениями, следует более подробно остановиться на описании ОГ III (рис.1).

В пределах изучаемой территории кровля тиманских терригенных отложений (ОГ III) испытывает пологое погружение на северо-восток, от минус 1910 м до минус 1950 м. В южной части месторождения выделено обширное поднятие (р-н скв. 49, 58, 62), размеры которого по изогипсе минус 1935 м составляют 8×7 км, а амплитуда – 18 м. Поднятие осложнено пятью вершинами амплитудой от 2 м до 7 м. Итак, первичная геологическая модель представлена единой складкой неправильной формы.

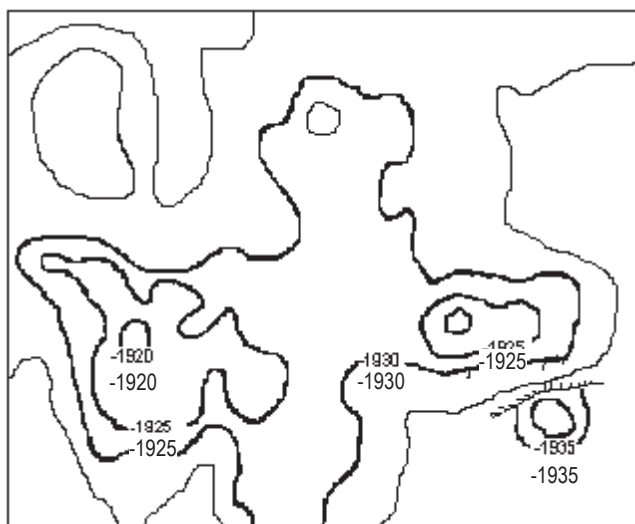


Рис. 1. Схематическая карта по кровле ОГ III пласта  $D_0$  Андреевского месторождения

Из семи нефтегазоносных комплексов, выделяемых в разрезе осадочного чехла Пермского Прикамья, на Андреевском месторождении промышленно-нефтеносные пласты встречены лишь в **девонском терригенном комплексе**.

На момент написания работы разрабатывается только южная часть месторождения. С пластом  $D_0$  (тиманские терригенные отложения) связана основная продуктивность на месторождении. Пласт не выдержан по площади. Центральная часть замещена плотными породами. В связи с уточнением границ зон замещения и структурного плана в пределах проницаемой части выделяются две залежи (р-н скв. 49 и р-н скв. 62). Основные параметры залежей пласта  $D_0$  приведены в таблице.

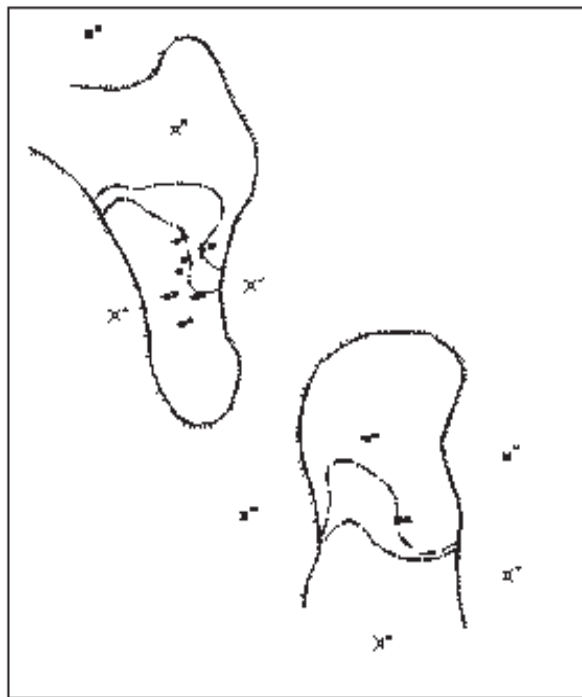
Как видно из таблицы, залежь в районе скважины 62 характеризуется меньшими размерами, меньшей эффективной нефтенасыщенной толщиной и меньшей неоднородностью коллектора.

После разбуривания южной части месторождения проектным фондом скважин и переинтерпретации промыслово-геофизических материалов первоначальные представления о геологическом строении изменились. Единое ранее южное поднятие разделилось на две самостоятельные залежи пласта  $D_0$  (рис. 2).

## Основные параметры залежей пласта D<sub>0</sub>

Р-н	Тип залежи	Отметка ВНК	Размер залежи	Нэф.	Нэф. н/н	Коэффициент песчанности	Коэффициент расчлененности
Р-н СКВ 49	Пластово-сводовая, литологически экранированная	-1954	3,5×1,5	19,7	7,2-9,0	0,8	2,33
Р-н СКВ 62	Пластово-сводовая, литологически экранированная	-1957	3,1×2,1	10,6	6,6-7,2	0,64	1,5

Рассмотрим текущее состояние разработки. С 2000 г. начинается период разработки месторождения, для которого характерно снижение  $R_{пл}$ , связанное с отсутствием системы ППД, увеличение показателей добычи нефти и добычи жидкости. В дальнейшем наблюдается незначительное уменьшение этих показателей. В процессе разработки обводненность скважин увеличивается в связи с подтягиванием контуров нефтеносности.



*Рис. 2. Схематичная карта пласта D<sub>0</sub> Андреевского месторождения*

Промышленная нефтеносность девонских терригенных отложений в осадочном разрезе Пермского края довольно ограничена. Нефтегазоносность этих пластов связана с территорией Удмуртской республики. Поэтому было интересно рассмотреть масштаб продуктивности пласта  $D_0$  на Андреевском месторождении Пермского края.

Как видно из рис. 3, скважины имеют весьма различные дебиты при сходных депрессиях. Известно, что дебит определяется большим числом технологических, технических и геологических факторов. Для определения возможных геологических причин рассмотрим условия формирования коллекторов тиманского возраста.

Тиманское время характеризуется погружением территории и расширением трансгрессии моря, особенно во вторую половину, когда почти повсеместно устанавливается режим открытого, мелководного, нормального моря.

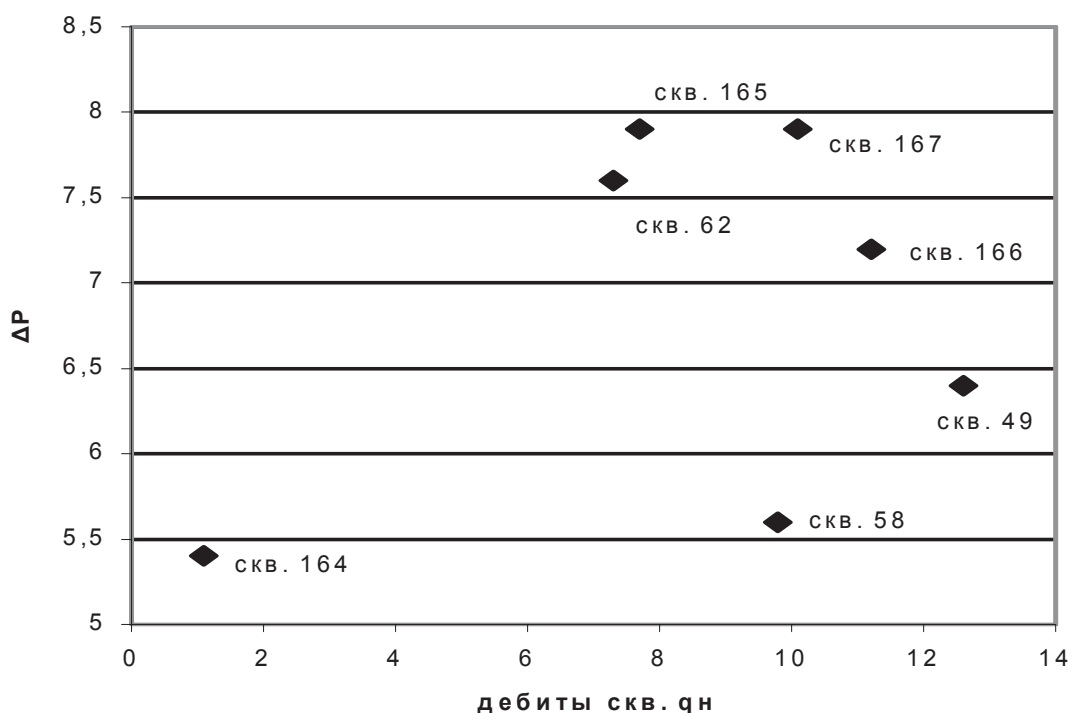


Рис. 3. Зависимость дебитов скважин от величины депрессии на пласт  $D_0$  Андреевского месторождения

По литолого-фациальным особенностям среди отложенных тиманского горизонта выделяются следующие фациальные обстановки:

1. Морские с пониженной соленостью и прибрежно-морские фации с преобладанием дельтовых. Они представлены карбонатно-терригенным типом разреза с преимущественным преобладанием алевритовых, песчаных, глинистых осадков за счет разрушения пород рифейско-вендского комплекса и кристаллического фундамента. Накопление песчаного и алевритового материала происходило в условиях подводной части дельты, что способствовало их неравномерному распределению и плохой сортировке. В дальнейшем на выровненной поверхности дна моря происходило перемещение обломочного материала, что способствовало его хорошей сортировке и окатыванию. По мере удаления источников питания увеличение глубины бассейна и другие факторы обусловили уменьшение привноса песчано-алевритового материала.

2. Нормально-морские нерасчлененные фации. Они представлены алевритито-аргиллито-известняковым и известняково-аргиллитовым типами разреза и характеризуются преимущественно накоплением известковых и глинистых илов.

Таким образом, осадконакопление происходило на протяжении всего тиманского времени. В первоначальный период откладывались алевритовые и глинистые осадки в условиях опресненного моря, в дальнейшем на всей территории установился нормально-морской режим, что способствовало накоплению известковых и глинистых илов.

Вышеописанные условия можно проследить в пределах площади распространения залежи в виде распределения разного количества пластов и пропластков в скважинах. По интерпретации проведенных в скважинах ГИС в пределах пласта было выделено два типа разреза: монолитный и слоистый, причем монолитный тип разреза распространен в юго-

восточном направлении от линии скв. 49–167, а слоистый в северо-западном направлении (рис. 4).

Кроме того, выделенные типы разреза различаются по геологическим характеристикам и оказывают влияние на дебит нефти, что хорошо видно на приведенных ниже рисунках.

На рис. 5 приведены гистограммы распределения коэффициентов пористости (а) и проницаемости (б), по которым видно, что для монолитного типа разреза характерны более высокие показания пористости и проницаемости, а следовательно, и лучшие коллекторские свойства по сравнению со слоистым типом разреза.

На рис. 6 показано, что для монолитного типа разреза характерен довольно большой разброс эффективной нефтенасыщенной толщины, тогда как суммарная эффективная нефтенасыщенная толщина слоистого типа разреза изменяется не в больших пределах.

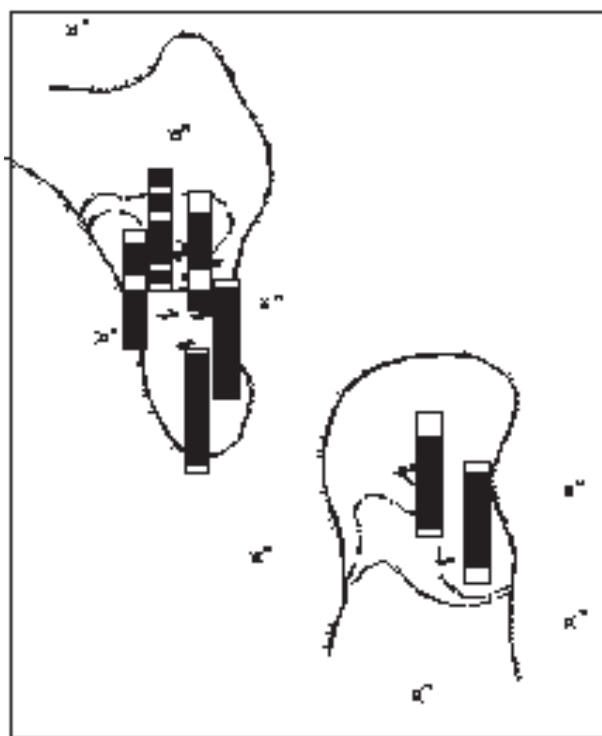
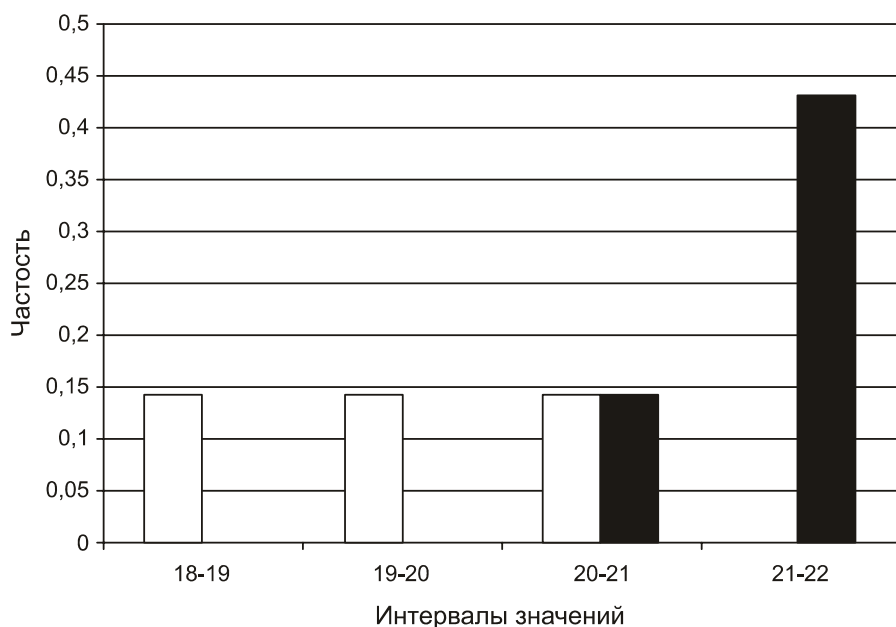


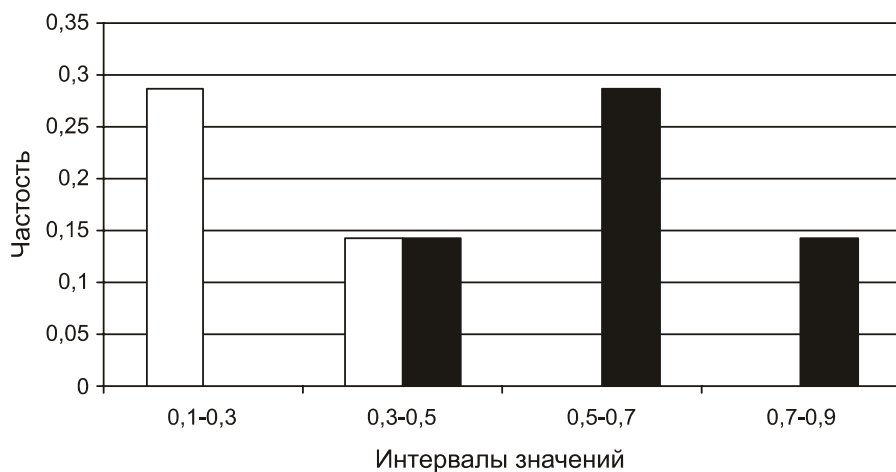
Рис. 4. Размещение выделенных типов разрезов:

■ – монолитный тип,      ▨ – слоистый тип

На рис. 7 видно, что монолитный тип разреза характеризуется повышенными показаниями дебитов нефти по сравнению с показаниями, характерными для слоистого типа разреза.

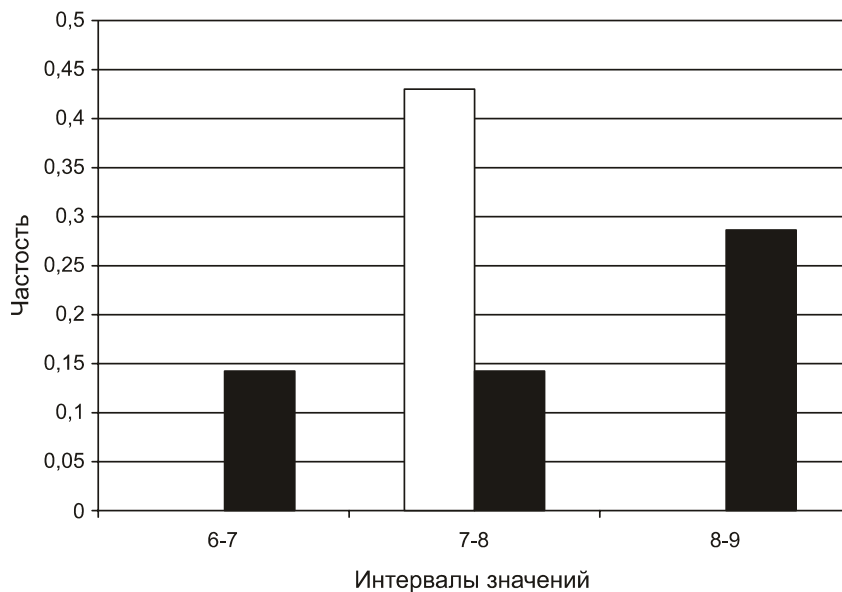


а

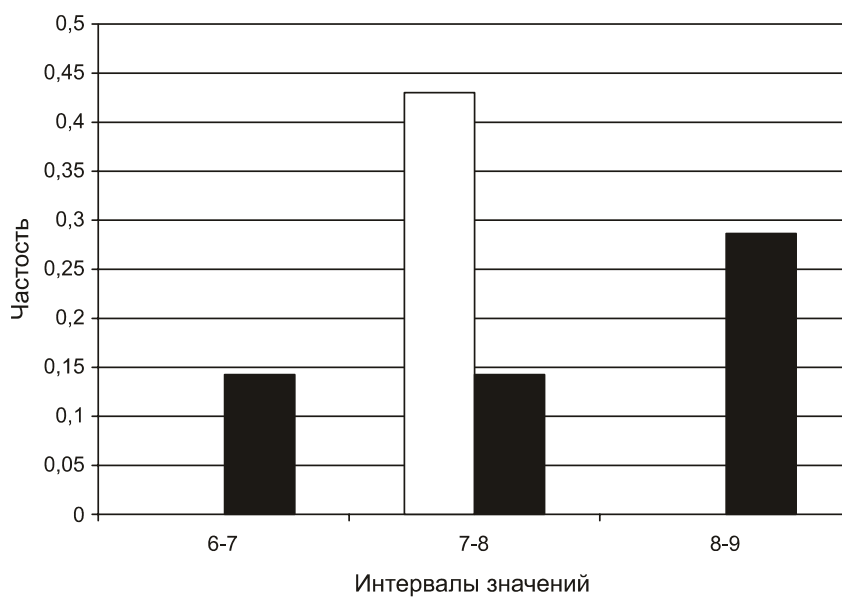


б

Рис. 5. Распределение коэффициентов:  
 а) пористости, б) проницаемости коллекторов пласта  $D_0$   
 Андреевского месторождения:  
 □ – слоистый тип разреза, ■ – монолитный тип разреза



*Рис. 6. Распределение эффективной нефтенасыщенной толщины*



*Рис. 7. Распределение дебитов скважин*

Таким образом, условия образования коллекторов титманского времени пласта  $D_0$  Андреевского месторождения оказывают существенное влияние на разработку залежей, пласты характеризующиеся лучшими коллекторскими свойствами обладают более высокими показаниями дебитов.

*Получено 04.12.06.*