

# ИЗУЧЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ ЯСНОПОЛЯНСКИХ ЗАЛЕЖЕЙ ПАВЛОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ

**А. Г. Исаева**

*Научный руководитель – доцент И. А. Козлова*

Пермский государственный технический университет

*Изучена микро- и макронеоднородность коллекторов яснополянских залежей Павловского месторождения. Проанализировано влияние геологической неоднородности терригенных коллекторов на величину добычи нефти в добывающих скважинах.*

Павловское месторождение нефти и газа в административном отношении расположено в Чернушинском районе Пермского края.

В современном региональном тектоническом плане территория Павловского месторождения приурочена к структуре первого порядка – Башкирский свод, второго порядка – Чернушинская валообразная зона, третьего порядка – многокупольная антиклинальная складка, которую осложняют локальные поднятия: Березовское, Деткинское, Барановское, Улыкское, Павловское, Южно-Павловское, Григорьевское.

На Павловском месторождении промышленно нефтеносны следующие комплексы: верхнедевонско-турнейский карбонатный (пласты  $T_2$ ,  $T_1$ ), ниже-средневизейский терригенный (пласты  $Mл$ ,  $Bб_2$ ,  $Bб_1$ ,  $Tл_{2-б}$ ,  $Tл_{2-а}$ ), окско-серпуховско-башкирский карбонатный (пласты  $Bш_2$ ,  $Bш_1$ ), московский терригенно-карбонатный (пласт  $B_3B_4$ ). Для всех комплексов характерен тип залежи – пластовая сводовая с литологическими экранами.

Павловское месторождение введено в промышленную разработку в мае 1962 года. Запроектировано внутриконтурное блоковое заводнение с разрезающими рядами нагнетательных скважин. В настоящее время Павловское месторождение находится на 4-й стадии разработки. Поскольку объектами являются залежи яснополянского комплекса, то рассмотрим график разработки только яснополянской залежи. На текущий момент времени она находится в конце третьей стадии разработки. Первая стадия разработки характеризуется вводом в эксплуатацию основного фонда скважин; увеличением добычи нефти и незначительной обводненностью. В конце стадии начинается освоение системы поддержания давления. На второй стадии наблюдается дальнейший ввод в эксплуатацию добывающих и нагнетательных скважин. Добыча нефти достигает максимального значения в 1971 году, после чего постепенно снижается; добыча жидкости возрастает. Обводненность продукции скважин достигает 46,9 %. Реализуется и совершенствуется система поддержания пластового давления. Степень выработки запасов к концу стадии составляет 32 % от начально извлекаемых запасов. На третьей стадии добыча нефти постепенно снижается. Стабилизируется фонд добывающих и нагнетательных скважин. К концу стадии фонд скважин несколько сокращается. С середины стадии добыча жидкости также неуклонно снижается. Ее динамика определяется темпами и объемом закачки и добычей нефти. Закачка ведется циклически.

В настоящее время текущее состояние разработки яснополянской залежи характеризуется дальнейшим снижением добычи нефти и жидкости; сокращением фонда добывающих и нагнетательных скважин. Обводненность продукции составляет 85 %. Степень выработки запасов на 2004 год составляет 68,4 % от НИЗ.

Рассматриваемый яснополянский эксплуатационный объект состоит из пяти пластов, сложенных песчаниками и алевролитами, с разными толщинами, коллекторскими свойствами,

неоднородностью и другими геологическими показателями. Средние значения этих параметров приведены в таблице.

### Средние значения параметров

Пласт	Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	Пористость, %	K <sub>p</sub> , д. ед.	K <sub>п</sub> , д. ед.
Мл	0,076	20,4	2,12 – 2,9	0,38 – 0,61
Бб <sub>2</sub>	0,111	18,7	1,13 – 1,86	0,46 – 0,65
Бб <sub>1</sub>	0,048	20,9	1,0 – 1,67	0,17 – 0,74
Тл <sub>2-б</sub>	0,083	22,5	1,25 – 1,8	0,53 – 0,78
Тл <sub>2-а</sub>	0,220	21,6	1,13 – 1,87	0,57 – 0,98

По фильтрационно-емкостным свойствам можно сказать, что пласты являются среднепроницаемыми и высокопористыми, по величинам коэффициентов расчлененности и песчанности – неоднородными по толщине и площади распространения.

В связи с этим было проведено исследование влияния группирования пластов на дебиты добывающих скважин. В целом дебит скважин определяется большим числом геологических, технических и технологических причин. В данной работе будут рассмотрены лишь некоторые из них, а именно число проницаемых пластов.

Как правило, пласты-коллекторы очень по-разному распространены в геологической среде. Для представления общей картины было сделано совмещение границ Мл, Бб<sub>2</sub>, Бб<sub>1</sub>, Тл<sub>2-б</sub>, Тл<sub>2-а</sub> пластов (внешних контуров нефтеносности) на одну карту и рассчитан коэффициент распространения коллектора по площади залежи (рис. 1).

В результате были получены следующие значения коэффициента распространения коллектора: для пласта Мл – 0,55; Бб<sub>2</sub> – 0,32; Бб<sub>1</sub> – 0,12; Тл<sub>2-б</sub> – 0,67; Тл<sub>2-а</sub> – 0,93. Наибольшим распространением характеризуются тульские пласты, малиновский пласт имеет средние значения коэффициента распространения коллектора, и минимальным распространением характеризуются бобриковские пласты.

Далее по схеме сопоставления контуров нефтеносности было подсчитано количество пластов, работающих в каждой скважине. Полученные данные были использованы для составления графиков зависимости дебита нефти от количества пластов и эффективной нефтенасыщенной толщины.



Рис. 1. Совмещенная карта внешних контуров нефтеносности

На рис. 2 приведена зависимость дебита нефти от эффективной нефтенасыщенной толщины, в случае, когда скважина в среднем вскрывает 1 пласт.

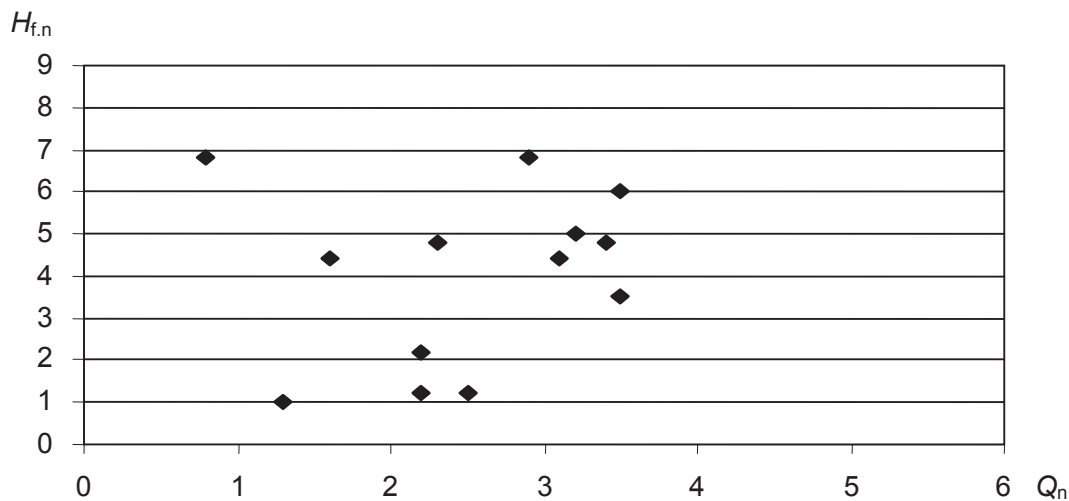


Рис. 2. Зависимость дебита нефти от нефтенасыщенной толщины (1 пласт)

График характеризуется изменением дебита нефти от 0,8 до 3,5 т/сут. и эффективной нефтенасыщенной толщиной, не превышающей 6,8 м.

На рис. 3 представлена зависимость дебита нефти от эффективной нефтенасыщенной толщины в случае, когда скважина вскрывает 2–3 пласта.

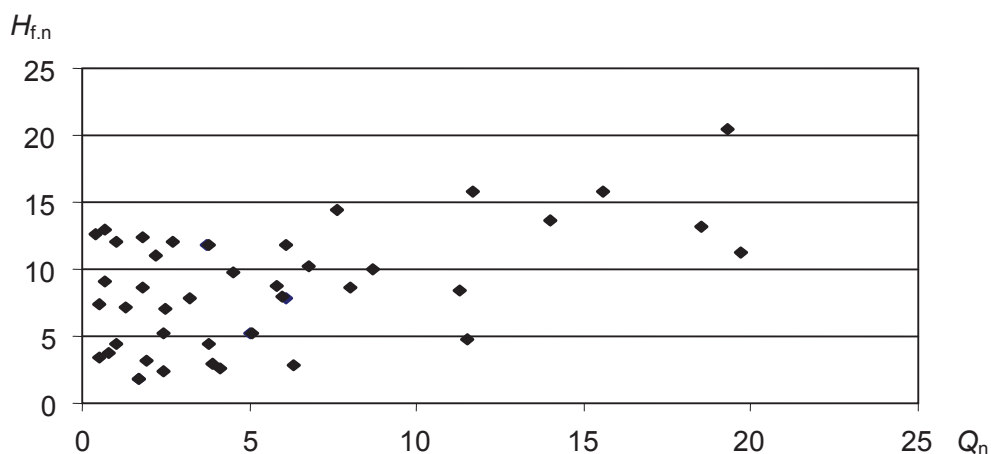


Рис. 3. График зависимости дебита нефти от нефтенасыщенной толщины (2–3 пласта)

График характеризуется большими дебитами, чем в случае работы одного пласта. Пределы изменения дебита нефти составляют 0,4–19,7 т/сут., эффективная нефтенасыщенная толщина варьирует от 1,8 до 20,4 м.

Далее рассмотрим подобную зависимость дебита нефти от эффективной нефтенасыщенной толщины, при вскрытии скважиной 4–5 пластов (рис. 4).

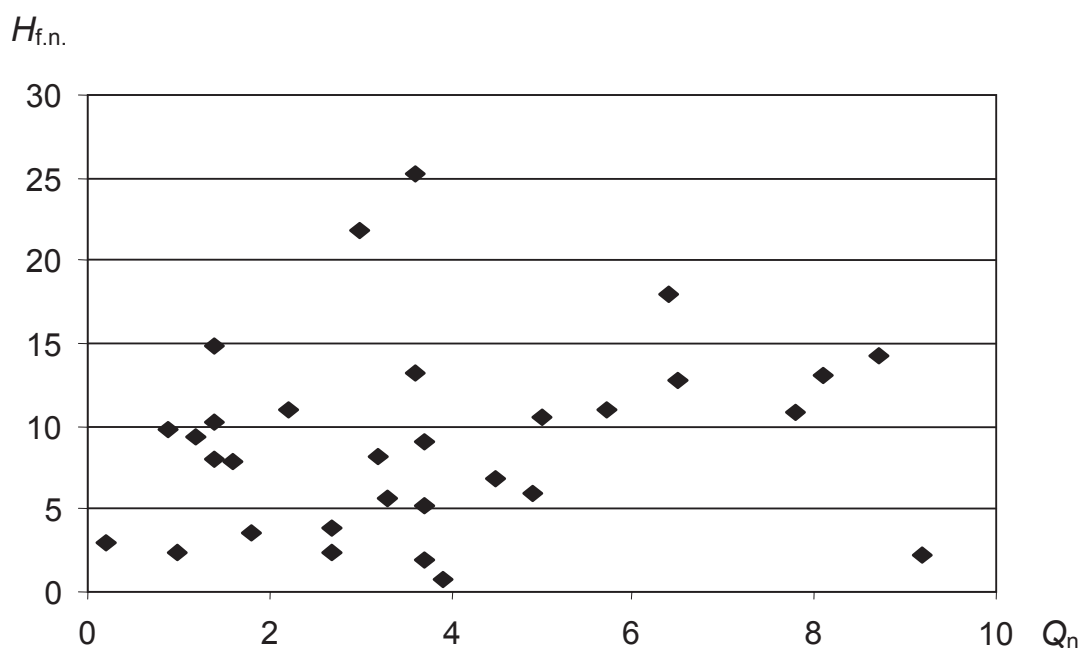
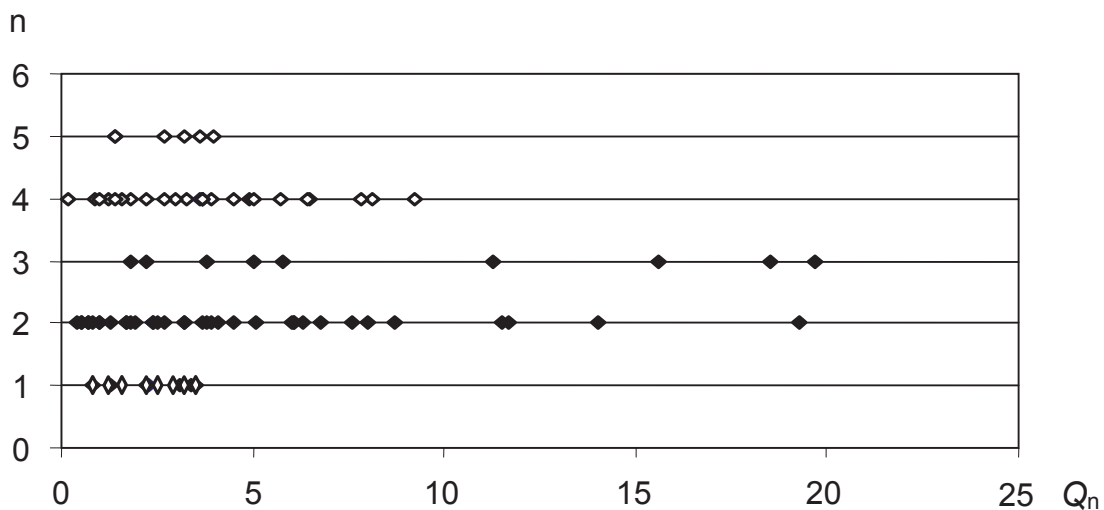


Рис. 4. График зависимости дебита нефти от нефтенасыщенной толщины (4–5 пластов)

График характеризуется изменением дебита нефти от 0,2 до 9,2 т/сут. и эффективной нефтенасыщенной толщиной от 0,8 до 25,2 м.

Для полного анализа на рис. 5 приведена общая зависимость для всех вышерассмотренных вариантов.

Из зависимости дебита скважин от количества вскрываемых пластов видно, что при вскрытии 1 пласта дебит скважин изменяется от 0,8 до 3,5 т/сут., 2–3 пластов – 0,4–19,7 т/сут., 4–5 пластов – 0,2–9,2 т/сут.



*Рис. 5. Зависимость дебита скважин от количества вскрываемых пластов:  
 ◇ 1 пласт, ◆ 2–3 пласта, ◊ 4–5 пластов*

По результатам проведенных исследований для яснополянского эксплуатационного объекта Павловского месторождения установлено, что наиболее эффективно работают скважины, эксплуатирующие 2–3 пласта.

*Получено 07.12.06.*