

УДК 551.01

**К ВОПРОСУ О НЕОБХОДИМОСТИ УЧЕТА  
ФАЦИАЛЬНОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ В РИФОВЫХ  
МАССИВАХ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ  
И РЕГУЛИРОВАНИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ  
ЗАЛЕЖЕЙ**

**АСПИРАНТ КАФЕДРЫ ГНГ – О.Ю. САВЕЛЬЕВ**

*Руководитель – д-р геол.-минералог. наук, проф. А.С. Флаас  
Пермский государственный технический университет*

Проанализировано текущее энергетическое состояние залежи пласта Т+Фм и результаты закачки индикаторов. Установлены закономерности распределения пластового давления и скорости движения фронта закачиваемой воды по площади залежи.

Одним из наиболее сложных, в плане геологического строения и, как следствие, разработки, являются залежи нефти, приуроченные к органогенным постройкам позднедевонского возраста. Основной особенностью турнейско-фаменских резервуаров является их высокая расчленённость, обусловленная резкой фациальной изменчивостью слагающих пород, развитие порово-кавернозных, порово-трещиноватых и трещинно-кавернозных типов коллекторов.

В данной статье на примере Уньвинского месторождения рассмотрена лишь незначительная часть обширной гаммы проблем, связанных с разработкой залежей нефти, приуроченных к турнейско-фаменским отложениям.

Пласт Т+Фм Уньвинского поднятия представляет собой крупную средне позднедевонскую органогенную постройку, которая включает в себя собственно рифовые части (отложения биогенных фаций), а также совокупность сопутствующих фаций рифовой лагуны, рифового шельфа на склонах и надрифового мелководья. Толщина рифогенных пород франского и фаменского ярусов достигает на рифовых

вершинах 500–700 м. Породы турнейского яруса на всей площади (за исключением скважины № 118) представлены только отложениями черепетского возраста, со стратиграфическим несогласием залегающими на эродированной поверхности фаменских отложений. Отложения малевско-упинского, гумеровского и частично заволжского возраста размыты. Общая толщина турнейского яруса изменяется от 3 м на рифовых гребнях до 200 м на склонах.

На рисунке приведена карта общих толщин турнейского яруса [1]. Области сокращённых толщин 4–6 м соответствуют повышенным участкам палеорельефа и выделяются в фации рифового гребня, области толщин 8–12 м выделяются на внешнем склоне рифовой структуры, это фации рифового склона, и внутри контура рифового гребня – фации рифовой лагуны. Толщины более 12 м накапливались во впадинах – это либо межрифовые впадины (в районе скважины № 118), либо глубоководные депрессионные фации. Рифовый массив состоит из твердого волноустойчивого каркаса (рифового гребня), построенного из органических известковых скелетов. Рифовые гребни отделяют мелководье лагун от открытого моря. Лагунные осадки состоят из мелкообломочного детрита – продукта разрушения рифовых гребней и мельчайших частиц карбонатного ила. Под влиянием эродирующего действия волн рифовый гребень разрушался, органогенный обломочный материал откладывался на склонах, образуя фации рифового склона.

Рифовые гребни характеризуются низкими ФЕС (незначительная пористость 4–8 %, меньшая нефтенасыщенная толщина), рифовая лагуна напротив характеризуется высокими значениями пористости – 10–14 %, и эффективными нефтенасыщенными толщинами. Сложность разработки подобных залежей связана с тем, что различные фациальные зоны при разработке «ведут» себя различно. Так, например, для лагунных скважин характерны постоянные высокие дебиты (60–100 м<sup>3</sup>/сут) жидкости, приемистость нагнетательных скважин достигала 1100 м<sup>3</sup>/сут, скважины рифовых гребней в целом характеризуются более низкими уровнями добычи или приемистостями. В период 1989–1994 гг. вследствие огромной перезакачки (накопленная компенсация достигла 330 %) значительная часть добывающих скважин была остановлена по причине высокой обводненности. Основная часть остановленного фонда была приурочена именно к лагунной части массива.

На рис. 1 приведено сопоставление упрощенной карты изобар и карты общих толщин турнейского пласта. Четко прослеживается следующая закономерность – участки с повышенным пластовым давлением (более 17 МПа) приурочены к рифовым гребням и рифовому склону, а с пониженным – к рифовой лагуне (менее 17 МПа).

Для изучения поведения разнофациальных отложений также был проведен анализ результатов закачки трассирующих индикаторов.

С целью оценки влияния нагнетательной скважины № 117 на выработку запасов, контроль за продвижением фронта закачиваемой воды в 2003 г. произведена закачка индикаторов (флуоресцеина). Приёмистость скважины при закачке трассера агрегатом ЦА-320 составила 480 м<sup>3</sup>/сут при устьевом давлении 100 атм. В результате исследования было подтверждено, что пласты Бб и Т+Фм в нагнетательной скважине сообщаются, посредством негерметичного цементного моста или заколонного перетока. Установлено, что закачка по пластам на момент исследований распределялась следующим образом: 52 % воды уходит в пласт Т+Фм, 48% принимает пласт Бб [2].

Скважина № 117 введена в работу в качестве добывающей в 1984 г. на пласт Т+Фм, в 1988 г. освоена под нагнетание. В 1995 г. переведена на пласт Бб в качестве нагнетательной скважины, пласт Т+Фм был изолирован цементным мостом. За время работы на пласте Т+Фм приёмистость скважины изменялась в широком диапазоне от 20 до 1100 м<sup>3</sup>/сут.

На приведенном рисунке показаны скважины, работающие на пласт Т+Фм, в которых получен флуоресцеин. Как видно из рисунка, наблюдается резко выраженное направление движения индикатора, на северо-восток от нагнетательной скважины.

Наибольшее количество индикатора получено в скважине № 433 (67 %), расположенной в 2,5 км от скважины № 117. Незначительная часть индикатора (2 %) зафиксирована в скважине № 297, которая находится на расстоянии в 2,7 км от нагнетательной скважины. Время первого появления индикатора в скважинах № 433 и 297 составляет 93 и 64 часа соответственно. Время прихода индикатора и его значительная концентрация говорят о наличии однородного фильтрационного канала, обладающего значительной пропускной способностью.

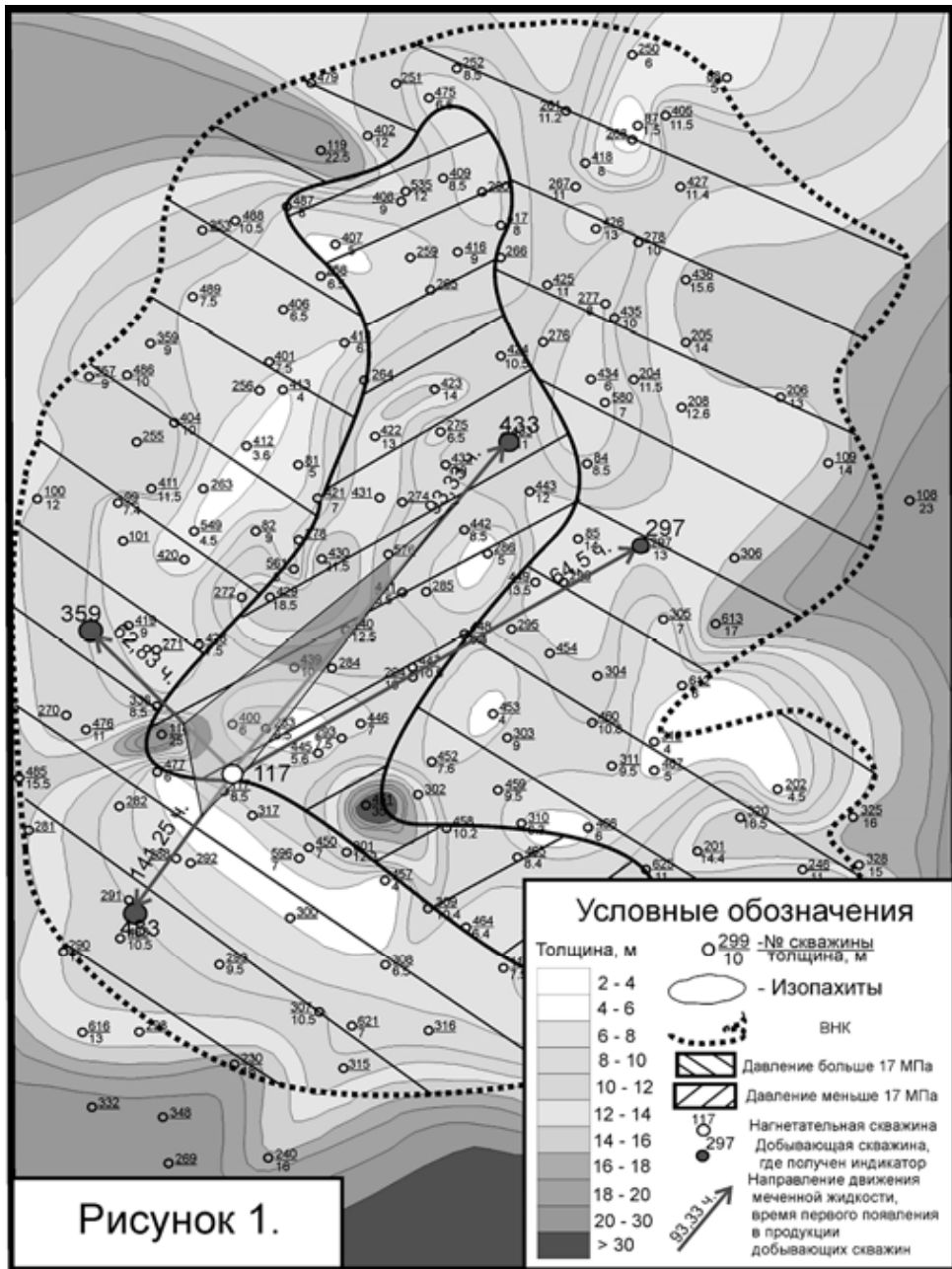


Рисунок 1.

Рис. 1. Карта общих толщин турнейского яруса

Фильтрация меченой жидкости в юго-западном направлении (к скважине № 483) характеризуется более низкой скоростью (время первого появления 141,25 ч). В северо-западном (к скважине № 359) направлении движение жидкости происходило с большей скоростью (время прихода 62,83 ч). В обе скважины поступило примерно одинаковое количество воды индикатора, около 15 % от общего объёма в каждую. Скважина № 117 расположена на внутреннем склоне рифового гребня, вблизи лагунной части массива. Сопоставление результатов исследований с имеющейся геологической моделью дало следующие результаты: во-первых, основной объём закачиваемой воды (69 %) дренируется по лагунной части рифового массива; во-вторых, движение закачиваемой воды внутри рифового гребня происходит значительно медленнее. Средняя расчётная приведённая скорость движения по лагуне составляет – 0,05 м/(ч·МПа), по рифовому гребню – 0,02 м/(ч·МПа).

По всей видимости, различные фациальные зоны не просто имеют различные фильтрационно-емкостные свойства коллекторов, но также относительно гидродинамически разобщены между собой. На примере пласта Т+Фм Уньвинского месторождения это проявляется в виде дифференциации пластового давления по площади залежи и различии в скоростях движения закачиваемой жидкости. Данную особенность геологического строения необходимо учитывать при проектировании систем разработки (особенно системы поддержания пластового давления) на новых месторождениях.

### Список литературы

1. Совершенствование методов и технологии площадной интерпретации ГИС с целью уточнения геологического строения продуктивных отложений: отчет / А.Л. Храмцов; Пермнефтегеофизика. – Пермь, 1997.
2. Осуществление контроля над продвижением закачиваемой воды методом трассирующего индикатора на тульско-бобриковской и турнейско-фаменской залежах Уньвинского месторождения в районе нагнетательной скважины № 117: отчет / Г.А. Звягин; ЕНИ при ПГУ. – Пермь, 2003.