

ОСОБЕННОСТИ ТУРНЕЙСКО-ФАМЕНСКОЙ КАРБОНАТНОЙ ЗАЛЕЖИ ЛОГОВСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

С. Н. Кривощек

Пермский государственный технический университет

В статье анализируется геологическое строение турнейско-фаменской залежи Логовского месторождения и даются рекомендации по регулированию разработки данной залежи.

Логовское месторождение находится в 10 км от города Соликамска, на территории Соликамской депрессии, где ведется промышленная выработка калийных солей. По горно-геологическим параметрам площадь Логовского месторождения совпадает в плане с залежами калийных руд, не имеющими кондиционных запасов и не подлежащих выработке подземным способом добычи. Однако, в соответствии с правилами разработки, действующими на данной территории, все нефтяные скважины бурились наклонно-направленным способом и размещались кустами.

Балансовые запасы нефти Логовского месторождения составляют около 11,5 млн. т. Одним из основных продуктивных пластов Логовского месторождения является пласт Т+Фм, к которому приурочено 36 % балансовых запасов.

Турнейско-фаменская залежь массивная, водоплавающая по всей площади, за исключением участка скважин №№ 219, 232, в которых выявлено отсутствие коллектора (рис. 1). Размеры залежи в пределах принятого ВНК составляют 2,9×9,3 км. Высота залежи – 70 м. Коллектор представлен рифогенными известняками, подвергшимися вторичным преобразованиям. Отмечается кавернозность, трещиноватость, доломитизация и слабое окремнение. Известняки комковатые, сгустковатые или смешанные, часто с примесью детрита. Цемент кальцитовый мелко- и разнотернистый, порового, регенерационного и крустификационного типов (10–15 %). Межформенные поры имеют размеры от 0,02 до 0,8 мм, также встречаются до 1,5 мм.

На площади залежи в соответствии с действующим проектным документом пробурено 36 скважин. Анализ текущего состояния разработки позволяет отметить, что скважины, эксплуатирующие турнейско-фаменский пласт, характеризуются очень большим разбросом значений дебитов, как по нефти (от 0,03 до 25 т/сут.), так и по воде (с 0,06 до 55 т/сут.). Половина всех добывающих скважин (8 шт.) работают с дебитами по нефти и жидкости не превышающими 1–10 т/сут.

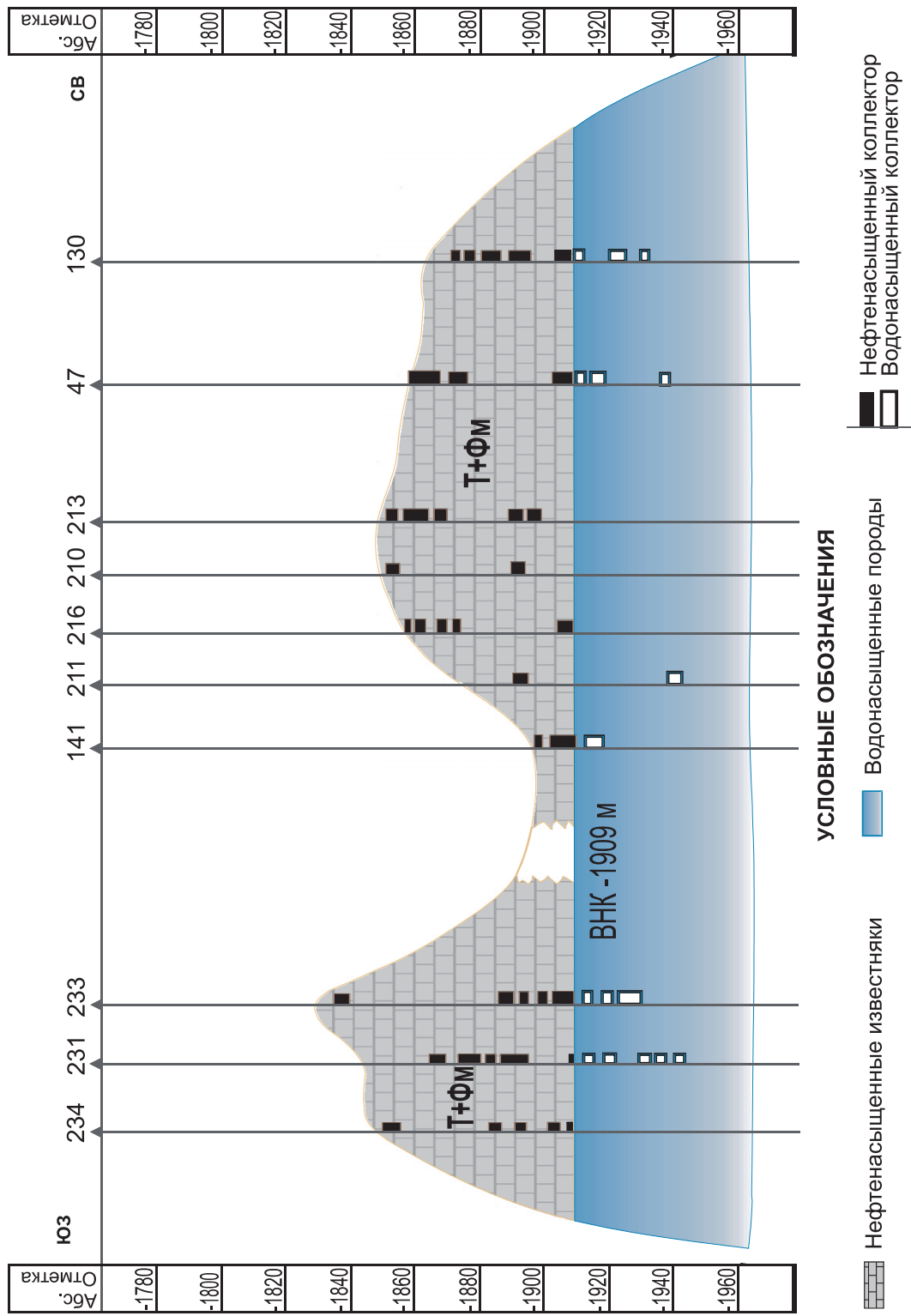


Рис. 1. Схематический геологический профиль турнейско-фаменской залежи Логовского месторождения

Анализируя изменение дебитов скважин по площади залежи (рис. 2) можно сказать, что в зонах, близких к зоне замещения коллектора плотными породами, наблюдаются пониженные значения дебитов. В части залежи, соответствующей своду структуры, наблюдаются повышенные значения дебитов нефти и особенно дебитов жидкости. Так, скважина № 231 характеризуется особенно большой обводненностью – 67 %. Юго-восточнее, в районах скважин №№ 242, 236 наблюдаются средние значения добычи нефти и жидкости. В северной части залежи повышенные значения дебитов нефти и жидкости имеют скважины №№ 340, 218. В скважине № 218, также наблюдается большая обводненность продукции – 67 %.

Характер изменения дебитов по площади залежи отражает особенности геологического строения турнейско-фаменских отложений, а именно, площадную и слоистую неоднородность по толщине и основным коллекторским свойствам. В данной работе будет изучено влияние геологического строения залежи на распределение текущих дебитов добывающих скважин.

Одной из характеристик, влияющей на дебиты скважин, является величина эффективной нефтенасыщенной толщины. Турнейско-фаменские отложения характеризуются значительным разбросом значений данного параметра – от 1 до 18 м. Средневзвешенная толщина составляет 7,1 м. На данном месторождении наибольшее число скважин имеет эффективные нефтенасыщенные толщины от 1 до 3 и от 6 до 9 м (более 50 %). Скважины, имеющие толщины более 15 м, составляют лишь 6 %. Скорее всего такой разброс толщин определяется принадлежностью коллектора к рифогенным постройкам [2]. Карбонатные породы турнейско-фаменского яруса, как и все карбонатные рифогенные толщи, характеризуются очень большой неоднородностью как по площади, так и по разрезу. Как видно из схематического профиля (рис. 1), эффективные нефтенасыщенные толщины составляют лишь небольшую часть карбонатного массива, это порядка 18 %, остальная часть залежи занята плотными разностями. В составе пласта выделяются от 2 до 20 проницаемых слоев, что характерно для рифогенных построек. Коэффициент расчлененности (средний) равен 4,4 д. ед., доля коллектора в пласте составляет 0,12 д. ед.

Следующим анализируемым параметром, влияющим на дебиты скважин, является проницаемость. Анализ распределения проницаемости позволяет говорить о том, что проницаемость турнейско-фаменских отложений варьируется в довольно широких пределах: от 0,005 до 0,075 мкм². Породы этого горизонта относятся к слабопроницаемым и редко к среднепроницаемым породам.

Все вышеперечисленное позволяет судить о коллекторе как о значительно неоднородном, как по площади залежи, так и по разрезу, что обусловлено условиями формирования коллектора, приуроченного к рифогенным постройкам.

На рис. 3 изображена зависимость дебита жидкости от комплексного параметра – гидропроводности. Величина гидропроводности, учитывающая в себе нефтенасыщенную толщину, проницаемость коллектора и вязкость пластового флюида характеризуют процесс фильтрации в пласте. Как можно

Логовское месторождение Пласт Т+Фм

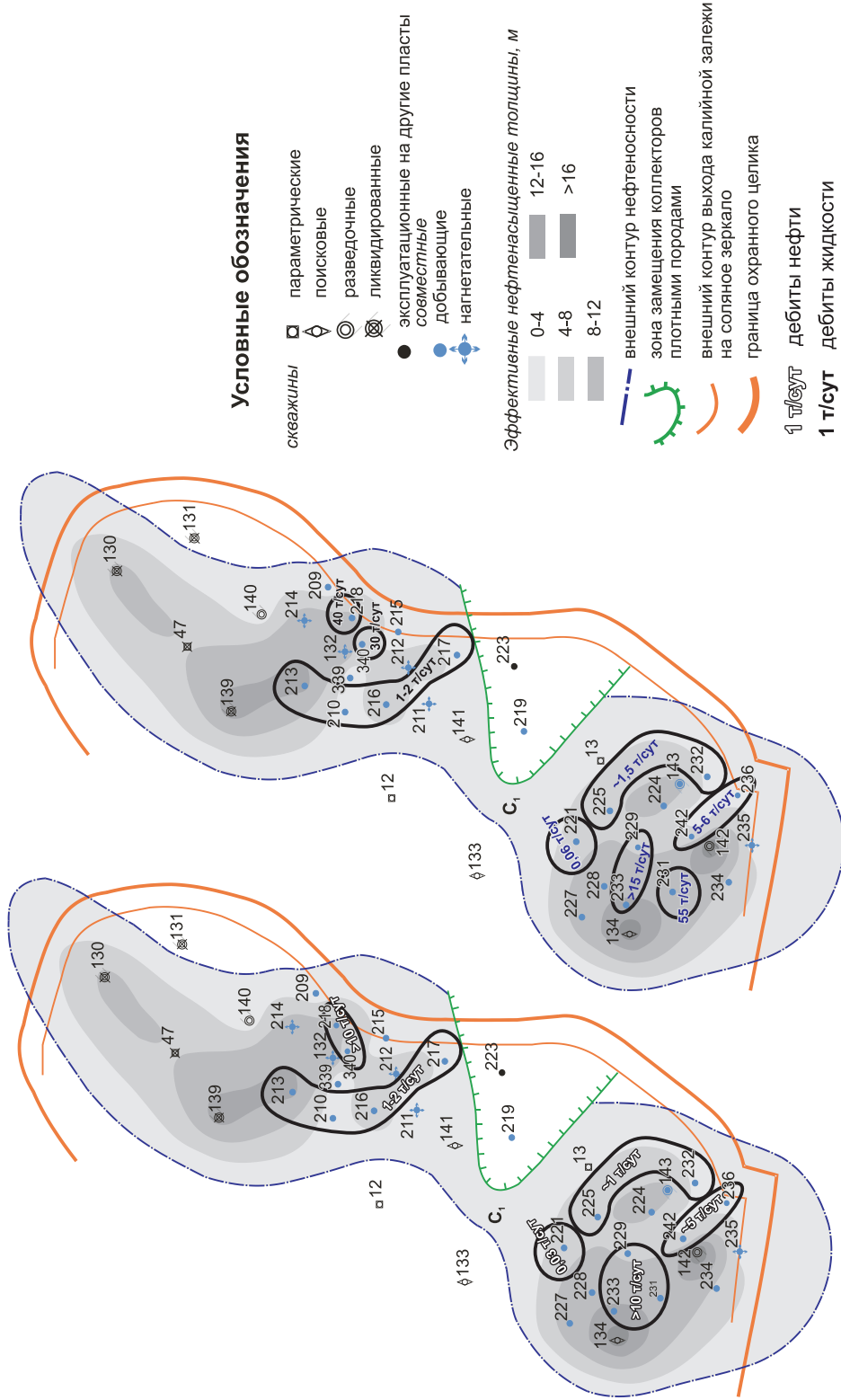


Рис. 2. Карты распределения дебитов нефти (слева) и жидкости (справа) по залежи

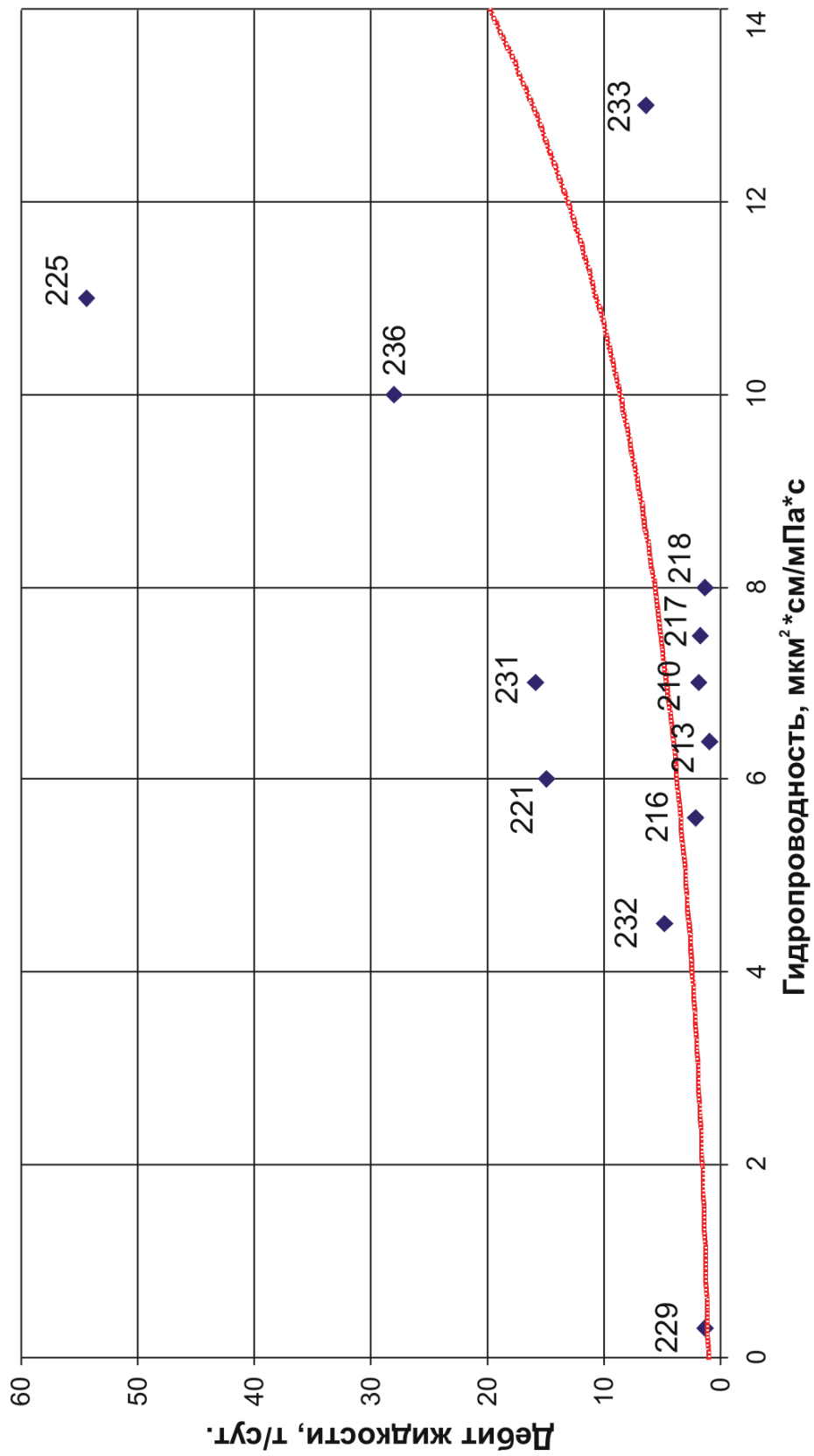


Рис. 3. Зависимость дебитов жидкости от гидропроводности

видеть, выявлена экспоненциальная зависимость дебита жидкости от гидропроводности. Из рис. 3 видно, что до значений гидропроводности 8–10 мкм²*см/мПа*с дебиты жидкости увеличиваются незначительно и не превышают в среднем 8 т/сут. При величине гидропроводности больше 8–10 мкм²*см/мПа*с дебиты жидкости увеличиваются более интенсивно. Особенно это характерно для скважин №№ 225 и 236 за счет высоких значений проницаемости.

Проведенный анализ показывает, что изменение текущих дебитов нефти и жидкости в широких пределах, которыми характеризуется турнейско-фаменская залежь Логовского месторождения, обусловлена геологической неоднородностью коллекторов. Рифогенные карбонаты, слагающие продуктивный пласт, характеризуются большой изменчивостью проницаемости и других характеристик коллектора. Эта неоднородность определяет специфику разработки карбонатных залежей и ведет к неравномерной выработке залежи по разрезу [3].

Для регулирования разработки турнейско-фаменской залежи Логовского месторождения можно рекомендовать ряд мероприятий.

Для скважин, характеризующихся высокой обводненностью, необходимо провести изоляцию водопритокков – это скважины №№ 218, 221 и 231. Рекомендуется использовать потокоотклоняющие технологии (ПОТ), биополимеры, сшитые полимерные составы (СПС), полимер-гелевые системы (ПГС).

Для скважины № 213 рекомендуется провести более точное изучение эффективных нефтенасыщенных толщин, также рекомендуется провести потокометрию для выявления работающих пропластков, произвести очистку ПЗП, интенсификацию притока, так как скважина имеет высокие значения эффективных нефтенасыщенных толщин, но небольшие дебиты.

Для оптимизации системы ППД скважину № 224 и скважину № 228 перевести на нагнетание, после отработки их на нефть.

Произвести в районе нагнетательных скважин №№ 132 и 214 специальные исследования по определению направления движения закачиваемой воды – закачка меченых веществ.

Данные мероприятия позволят произвести более полную выработку запасов на месторождении.

Литература

1. Проект разработки Логовского месторождения, ЗАО «Инконко», 2000 г.
2. Викторин В. Д. Влияние особенностей карбонатных коллекторов на эффективность разработки нефтяных залежей. – М.: «Недра», 1988.
3. Викторин В. Д., Лыков Н. А. Разработка нефтяных месторождений, приуроченных к карбонатным коллекторам. – М.: «Недра», 1980.