

ОЦЕНКА ФИЛЬТРАЦИОННО-ЁМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ КРЯЖЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

М. А. ТРУТНЕВА

Пермский государственный технический университет

Кряжевское месторождение нефти открыто в 1986 году. На месторождении пробурено 15 поисковых и разведочных скважин, 9 из которых законсервированы после проведения опробований и 6 скважин переведены в категорию эксплуатационных. С 1999 г. месторождение находится в пробной эксплуатации.

В период разведочных работ на месторождении были проведены начальные геофизические и гидродинамические исследования скважин. Гидродинамические исследования проводились методом установившихся отборов (в фонтанных скважинах) и методом неустановившейся фильтрации (в механизированных добывающих скважинах) для определения физических свойств и продуктивности коллекторов, выявления литологических экранов и установления степени активности связи залежи нефти или газа с законтурной областью.

Важнейшими физическими параметрами, определяющими коллекторские свойства пород, являются пористость и проницаемость. Они обусловлены комплексом литологических параметров, воздействующих на размер пор, способность вмещать и пропускать флюиды, их конфигурацию, расположение в породе, т. е. структуру порового пространства. Это характеризует промышленную ценность породы как коллектора. Параметр гидропроводности определяет производительность продуктивного пласта в скважине, его способность фильтровать флюид с определенной вязкостью в единицу времени.

По результатам проведенных на месторождении геофизических и гидродинамических исследований в ходе выполнения данной работы были построены гистограммы распределения коллекторов по параметрам открытой пористости, проницаемости и гидропроводности. Проанализируем полученные зависимости.

Как видно из рис. 1, на месторождении присутствуют средне- и высокопористые коллекторы с коэффициентом пористости от 14 % до 24 %. Наивысшей пористостью (24,7 %) обладают отложения пласта Тл-2б, состав пласта – песчано-алевритовый; наименьшими значениями (14 %) характеризуются турнейские карбонатные отложения, представленные известняками органогенными кавернозными. Неоднородными по параметру пористости являются пласты Бб (пористость меняется в пределах от 15,4 % до 23,8 %) и Тл-2б (18–24,7 %), однородным – пласт Мл (14,2–15,7 %).

Для сравнительной оценки коллекторов по проницаемости необходимо выделить три группы коллекторов с разной абсолютной проницаемостью: низкопроницаемые (до $0,01 \text{ мкм}^2$), среднепроницаемые ($0,01-0,1 \text{ мкм}^2$) и высокопроницаемые (свыше $0,1 \text{ мкм}^2$).

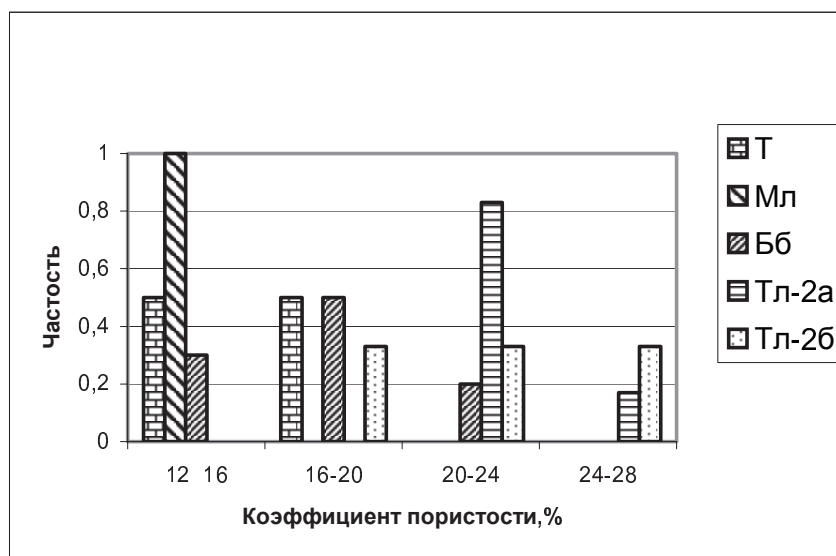


Рис. 1. Гистограмма распределения коллекторов по параметру открытой пористости

По параметру проницаемости на месторождении встречены низко-, средне- и высокопроницаемые коллекторы с коэффициентом проницаемости от $0,0007 \text{ мкм}^2$ до $0,444 \text{ мкм}^2$ (рис. 2). Лучшей проницаемостью обладают отложения пластов Мл ($0,444 \text{ мкм}^2$) и Тл-2б ($0,308 \text{ мкм}^2$), низкопроницаемые коллекторы встречены в пласте Т ($0,0007 \text{ мкм}^2$). Неоднородными по параметру проницаемости являются пласты Т ($0,0007-0,101 \text{ мкм}^2$), Бб ($0,0009-0,12 \text{ мкм}^2$), Тл-2а ($0,001-0,197 \text{ мкм}^2$), относительно однородными – пласты Мл и Тл-2б.

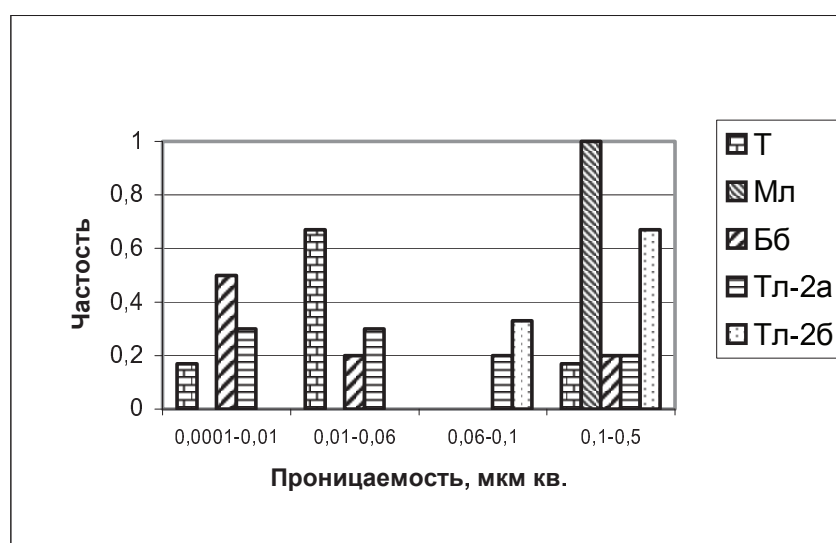


Рис. 2. Гистограмма распределения коллекторов по параметру проницаемости

Наивысшими показаниями по параметру гидропроводности обладают отложения пластов Мл ($7,22 \text{ мкм}^2 \cdot \text{см} / \text{мПа} \cdot \text{с}$) и Тл-2б ($8,14 \text{ мкм}^2 \cdot \text{см} / \text{мПа} \cdot \text{с}$), большая часть отложений месторождения обладают низкими значениями гидропроводности. На параметр гидропроводности оказывает влияние вязкость нефти, а так как турнейская нефть Кряжевского месторождения обладает повышенной вязкостью, в отличие от малиновской и тульской средневязкой, то несмотря на значительные эффективные мощности и коэффициенты проницаемости, турнейские отложения характеризуются пониженными значениями гидропроводности.

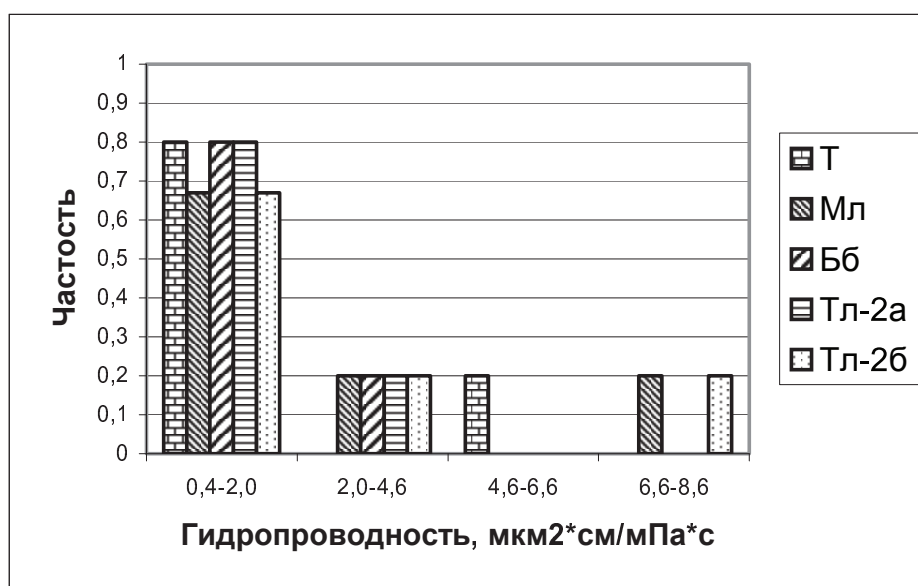


Рис. 3. Гистограмма распределения коллекторов по параметру гидропроводности

Из графиков видно, что наилучшими коллекторскими свойствами обладают терригенные отложения пластов Мл и Тл-2б, они же характеризуются повышенными значениями гидропроводности.

Следующим этапом в исследовании фильтрационно-ёмкостных свойств пород-коллекторов было построение графиков зависимости проницаемости от пористости в терригенных и карбонатных коллекторах.

Анализируя графики, можно сделать вывод, что поровое пространство терригенных и карбонатных коллекторов имеет существенные отличия, обусловленные различными условиями генезиса и влияющие на способы разработки залежей.

В карбонатном пласте присутствуют одновременно коллекторы всех трех групп проницаемости, в том числе и с очень низкой проницаемостью (менее $0,001 \text{ мкм}^2$), в терригенном – только высокопроницаемые. (рис. 4, 5). Это делает процесс вытеснения нефти из карбонатных коллекторов более сложным.

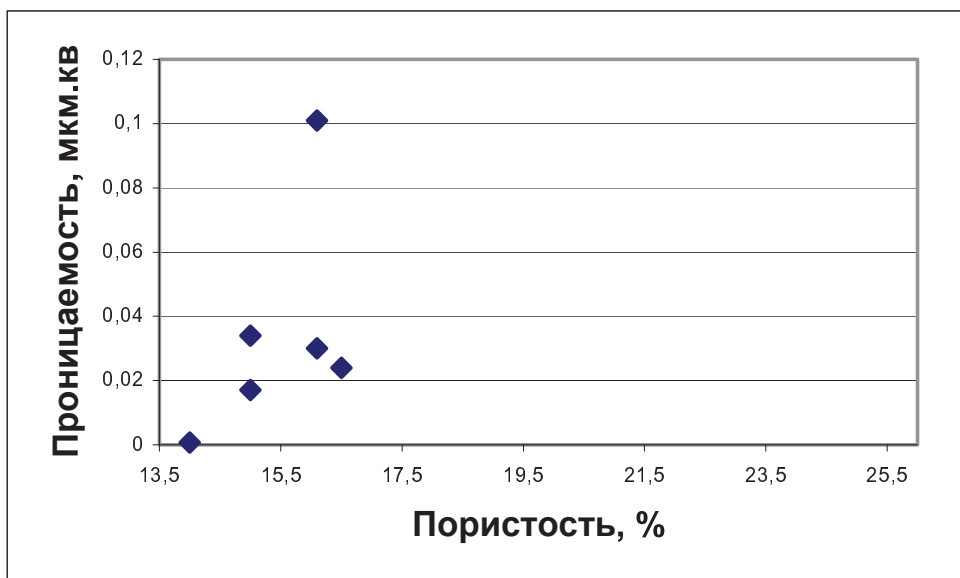


Рис. 4. График зависимости проницаемости от пористости в карбонатных коллекторах (пласт Т)

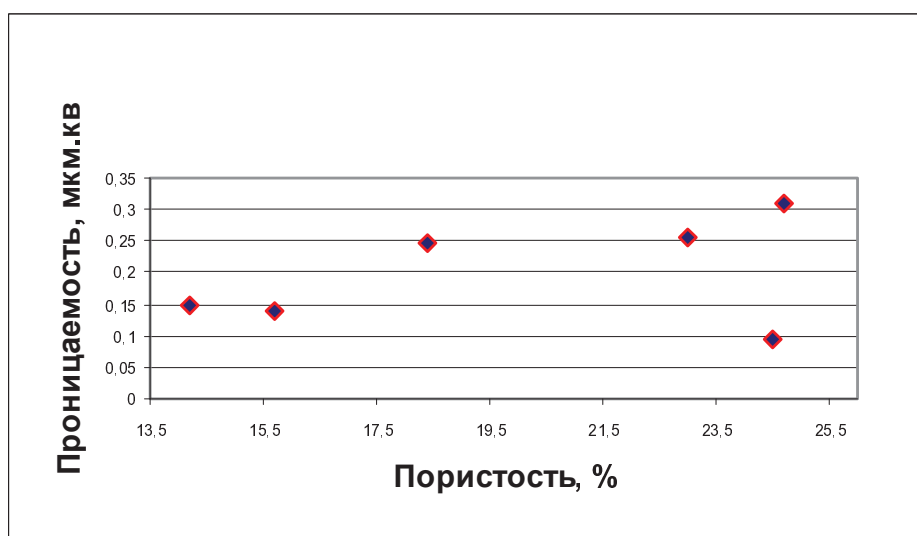


Рис. 5. График зависимости проницаемости от пористости в терригенных коллекторах (пласты М1 и Тл-2б)

Параметр пористости карбонатных коллекторов меняется в узких пределах (14–16 %), в терригенных же отложениях присутствуют и среднепористые, и высокопористые коллектора (14–24 %). Это связано с различиями в структуре порового пространства коллекторов; с наличием цементирующего вещества и степенью отсортированности частиц терригенных отложений.

При равной величине пористости карбонатные коллектора имеют меньшую проницаемость (рис. 4, 5), так как в терригенных коллекторах диаметры пор и соединяющих каналов почти одинаковы, в карбонатных же коллекторах

диаметры соединяющих каналов на один-два порядка меньше диаметров пор, составляющих основную емкость коллектора.

Присутствие в разрезе месторождения хороших коллекторов и уплотненных обломочных пород с низкими ФЕС можно объяснить процессами образования вторичной пористости в первых. Это связано с растворением карбонатного цемента и формированием вторичных пор.

Таким образом, на данном месторождении наиболее перспективными для разработки по своим ФЕС являются терригенные отложения пластов Мл и Тл-2б. Пласты являются высокопроницаемыми, высокопористыми и относительно однородными по площади и по разрезу.

Литература

1. Иванова М. М. Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа. – М: Недра, 1985. – 422 с.
2. Саркисян С. Г. Породы-коллекторы и миграция нефти: методические указания. – М: Наука, 1980. – 135 с.
3. Технологическая схема пробной эксплуатации Кряжевского месторождения нефти. – Пермь: ПермНИПИнефть, 2002.