

3. Игитханян И.А., Боярко Г.Ю. Утилизация попутного нефтяного газа на месторождениях Томской области // Вестник Томского государственного педагогического университета, 2011. – Вып. – №12. – С. 19 – 22.

ПРОБЛЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ ОСВОЕНИЯ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ

Карсаков А. В.

Научный руководитель - доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время основными проблемами в отечественной нефтегазовой промышленности являются высокий уровень выработанности и обводненности месторождений, характерных для 3 и 4 стадии разработки, так как разработка большинства месторождений началась в 70 гг. XX века. В связи с этим особую актуальность приобретают проблемы увеличения нефтеотдачи пластов с целью извлечения остаточных запасов нефти.

Остаточными запасами, по мнению ряда специалистов, необходимо считать трудноизвлекаемые запасы нефти месторождения или залежи при достижении выработки начальной нефти до 65 – 75% и обводненности продукции свыше 75–80%.

Конкретизация определения представлена типами остаточной нефти [1], а именно:

- оставшаяся в слабопроницаемых пропластках и участках, не охваченных водой [2];
- оставшаяся в линзах и у непроницаемых экранов, не вскрытых скважинами;
- находящаяся в застойных зонах однородных пластов;
- капиллярно-удержанная и плёночная нефть.

Для первого, второго и третьего типов основной проблемой является высокая неопределённость расположения недренируемых и слабодренируемых запасов, что существенно осложняет проведение адресных геолого-технологических мероприятий, как следствие необходима их точная локализация в площади разрабатываемого пласта.

Основными технологиями исследований, предназначенными для выявления остаточной нефтенасыщенности, являются следующие [3].

1) Методы электрометрических изучений скважин, которые позволяют с небольшой погрешностью определять в разрезе пласта нефтенасыщенные и водонасыщенные интервалы по различию их электросопротивлений. Однако, данный метод наиболее эффективен при исследовании новых и необсаженных скважин, количество которых на поздних стадиях разработки крайне мало.

2) Методы радиометрических исследований, которые в отличие от электрометрических методов могут применяться на обсаженных скважинах, но радиус их информативности крайне мал.

3) Интерпретационные методы, применяемые для нахождения линий идеального продвижения водонефтяного контакта (ВНК) или карты поверхности ВНК. Однако, данный метод нельзя применять при внутриконтурном заводнении.

4) Метод выявления запасов нефти в зоне отбора при помощи характеристик вытеснения, который позволяет вычислить карты остаточных запасов нефти по пласту, однако не позволяют определить положение целиков нефти в зонах между скважинами.

5) Косвенные методы идентификации распределения нефтенасыщенности, которые позволяют определять области остаточной нефтенасыщенности с помощью геолого-гидродинамического моделирования. Для точного построения таких моделей требуется большое количество исходных данных, которые не всегда достоверно известны, что снижает точность таких исследований.

Другой проблемой разработки остаточных запасов нефти является ухудшение физико-химических свойств нефти в процессе разработки.

Так на Ромашкинском месторождении (Республика Татарстан) было проведено исследование по выявлению закономерностей изменения физико-химических свойств нефти в течении трёх стадий разработки месторождения. Изменения плотности и вязкости нефти в ходе разработки месторождения представлены на рисунке 1а и 1б.

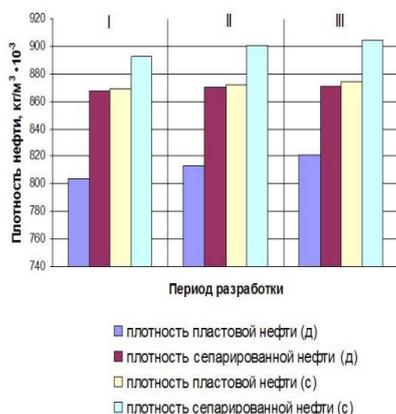


Рис. 1а изменение плотности пластовой нефти[4]

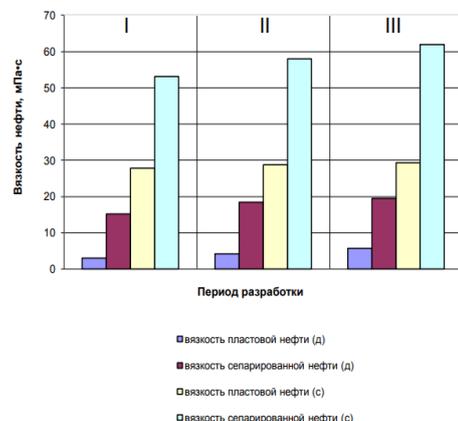


Рис. 1б изменение вязкости пластовой нефти[4]

СЕКЦИЯ 10. ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА. СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

На первых этапах разработки добывается наиболее подвижная нефть с низкими значениями вязкости и плотности. Далее в результате применения гидродинамического воздействия на пласт и методов увеличения нефтеотдачи происходит добыча остаточной нефти с большим содержанием тяжелых фракций.

С учётом различных геолого-промысловых характеристик месторождения для увеличения коэффициента вытеснения и коэффициента охвата пласта идёт выбор технологии, который является наиболее эффективным в данных условиях.

Увеличение коэффициента вытеснения на поздней стадии разработки достигается преимущественно с использованием физико-химических методов [1], в частности с применением растворов химических реагентов (ПАВ – щелочное заводнение), которые направлены на улучшение отмывающих способностей вытесняющего агента, с целью извлечения плёночной и капиллярно-удерживаемой нефти. Вытеснение нефти из поровой среды водными растворами ПАВ в среднем на 25 % эффективнее вытеснения водой различной минерализации.

Набор технологий для повышения коэффициента охвата пласта намного разнообразнее: физико-химические методы, потокоотклоняющие технологии, уплотнение сетки скважин и другие. Наиболее распространённым методом является полимерное заводнение, суть которого заключается в закачке вязкого раствора полимера с целью улучшения соотношения подвижностей нефти и воды, а также вытеснения нефти из низкопроницаемых пропластков. Данный метод способен увеличить конечную нефтеотдачу пласта в среднем на 15-20%.

Несмотря на эффективность существующих методов, на практике возможны случаи отсутствия эффекта от проведённых ГТМ. Так, на Майском месторождении Томской области был проведён ряд испытаний потокоотклоняющих технологий. Результаты представлены в таблице 1.

Таблица 1

Результаты применения потокоотклоняющих технологий на Майском месторождении

Год	Технология	Количество скважин	Номера скважин	Доп. добыча нефти, тыс.т
2010	"Нефтенол-К+сухокислота"	2	№211,397	-
2011	Термогель-"ГАЛКА"	8	№397,211,210,206, 205,215,204,202	2,2
2012	"Термогель-S+полиакриламид"	16	№397,208-211,204, 205,392,202,223,224, 213,219,226,220,228	3,5
2013	"ГЕОПАН"	4	№202,204,205,215	-
2014	"Полиакриламид+ацетат хрома"	2	№202,392	-

Из таблицы 1 видно, что применение потокоотклоняющих технологий на основе различных химических реагентов являлось неэффективным в ряде случаев, так как дополнительная добыча нефти отсутствует. Отсутствие результатов может быть связано с несоответствием свойств пластовой жидкости и пластовой температуры с критериями применимости данных марок химических реагентов. А также, важной составляющей является технологический критерий применимости, в котором должны быть рассчитаны концентрация реагентов, размер оторочки, размещение скважин, давление нагнетания и т.д. Для получения максимального результата необходима обработка данных для каждой отдельной системы скважина-пласт.

Поэтому ключевым является принцип геологической адресности, который предполагает, что выбор технологии должен осуществляться, исходя из геологической характеристики пласта, гидродинамической модели коллектора, физико-химических свойствах флюида, а также с учётом экономической выгоды для предприятия.

Таким образом, решение таких проблем как локализация остаточных запасов нефти в пласте, оценка изменений физико-химических свойств нефти в процессе разработки, выбор метода увеличения нефтеотдачи, оценка экономической эффективности проводимых методов позволит нефтяным компаниям нарастить коэффициент извлечения нефти до проектных значений.

Литература

1. Крянев Д.Ю. Системно-адресные технологии – основа повышения эффективности разработки нефтяных месторождений/ Д.Ю.Крянев, А.М. Петраков, Р.Ю. Жуков// Бурение и нефть, 2011. №2 – С. 32 – 35.
2. Бикеев А.А. Обоснование подбора технологий методов увеличения нефтеотдачи в зависимости от вида остаточной нефтенасыщенности/А.А.Бикеев// Сборник тезисов VII региональной молодежной конференции им. В.И. Шпильмана «Проблемы рационального природопользования и история геологического поиска в Западной Сибири», 2019. – С. 7 – 11.
3. Баталов Д.А. Разработка метода локализации остаточных запасов нефти на поздних стадиях разработки. Диссертация кандидата технических наук. 2015 г. 165 с.
4. Тарасов Е.А. Изменение физико-химических свойств нефтей в процессе разработки Ромашкинского месторождения/Е.А.Тарасов// Нефтяное хозяйство, 1999. №7 – С. 25 – 27