

ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

ПРОБЛЕМЫ НЕФТЕДОБЫЧИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЖЕТЫБАЙ

А.Б. Нурабаева¹, А.Н. Сарсенбаева²

Научный руководитель преподаватель А.Н. Сарсенбаева

¹ *Казахский национальный исследовательский технический университет им. К.И. Сатпаева, г. Алматы, Республика Казахстан,*² *Информационно-аналитический центр геологии и минеральных ресурсов Республики Казахстан, г. Алматы¹, Республика Казахстан*

Целью данной работы является выявление оптимальных способов и технических средств снижения вязкости и обводненности на месторождении Жетыбай путем выявления и анализа причин.

В настоящее время наиболее распространенным способом разработки залежей нефти во многих регионах Казахстана является тепловой метод, который позволяет существенно сэкономить капитальные и эксплуатационные затраты недропользователя и улучшить экологическую обстановку в районах добычи нефти. Нельзя сказать, что остальные методы не действенны, по сравнению с тепловым, однако можно твердо утверждать, что именно он является наиболее простым и эффективным в применении. Поэтому в нашей стране он будет являться наиболее популярным.

В восточной части Казахстана на полуострове Мангышлак расположено одно из крупных нефтегазоконденсатных месторождений нашей страны – месторождение Жетыбай. Оно впервые вступило в эксплуатацию в 1969 году филиалом АО ММГ ПУ «Жетыбаймунайгаз». Для транспортировки нефти проложены нефтепроводы с путевым подогревом нефти: Узень-Атырау-Самара и Узень-Жетыбай-Актау. Добываемая нефть в этом месторождении легкая и средняя по плотности 830-870 кг/м³, смолистая 4,53-15,5%, высокопарафинистая 17,2-25%, малосернистая 0,2-0,28%. Содержание асфальтенов колеблется от 0,9 до 3,4% [3].

К настоящему моменту на месторождении было пробурено 1500 скважин, вследствие которых был проведен анализ характеристики продуктивности скважин. В результате этого анализа, можно выявить, что 90% скважин подвергаются обводнению, следовательно, и увеличению вязкости нефти.

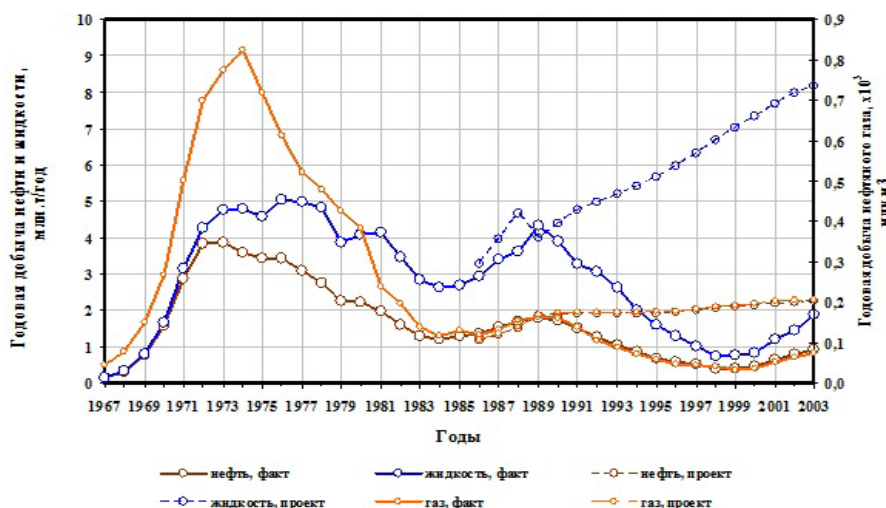


Рис. 1. Динамика основных показателей разработки

Причиной обводненности данного месторождения является наличие глинистой корки между стенками скважин и цементным кольцом. Реальность же обводнения скважин по этой причине зависит от расстояния между водоносными и нефтеносными пластами. Чем меньше это расстояние, тем больше возможность обводнения. Оптимальным и эффективным решением проблемы для нашей страны будет проведение водоизоляционных работ. Это процесс, при котором мы закачиваем высокоминерализованную воду в пласт, добываемую из той же скважины. Устраняется эта проблема вследствие проникновения высокоминерализованной воды по вертикальным трещинам в высокопроницаемые обводненные «родной» пластовой водой.

Как показано на рисунке, максимальный уровень добычи нефти был достигнут в период с 1967 по 1981 год. Что касается жидкости, то в этот период ее добыча была стабильной, но ближе к 1993 и последующие года, ее уровень повышался [3].

В целях предотвращения обводненности в основном применяют полную изоляцию от внешней среды и дегазацию жидкой фазы. Если нефтепродукты в процессе хранения и применения будут находиться в инертной сухой среде, то обводнения не произойдет. Будут отсутствовать и процессы окисления. Однако на практике изолировать нефтепродукты при хранении и применении очень трудно и герметичное хранение в инертной среде применяется лишь в редких специальных случаях. Обсуждается вопрос о дегазации и применении реактивного топлива в среде азота [1].

Высоковязкие нефти на рынке стоят дешевле, а также относятся к низкосортным, так как очень сложны в переработке и дебит нефти очень мал. Поэтому для понижения вязкости нефти в Казахстане применяют тепловой метод, а именно закачку горячей воды. В определенных физико-геологических условиях нагнетают в пласт высокотемпературную воду (до 200 °С), не доводя ее до кипения, так как при высоких давлениях (25 МПа) энтальпия пара, горячей воды или пароводяной смеси практически не различается. После предварительного разогрева призабойной зоны пласта и вытеснения нефти переходят на закачку холодной воды. Размеры зон прогрева и последующего охлаждения определяются термогидродинамическими расчетами в зависимости от темпа нагнетания горячей и холодной воды, температур пласта и теплоносителя, а также теплофизических характеристик пласта и теплоносителя [2].

Для месторождения Жетыбай характерны данные проблемы, и для их решения применяют в основном эти методы, которые являются наиболее оптимальными, экономичными и эффективными. На современном этапе развития технологий, на стадии разработки в лабораторных исследованиях находится также такой метод как электродинамическое воздействие.

Литература

1. Газаров А.Г. Разработка методов снижения износа штангового насосного оборудования в наклонно направленных скважинах // Автореф. дисс. канд. – Уфа, 2004. – 24 с.
2. Пути повышения эффективности нефтеотдачи пластов месторождений Казахстана / А.У. Айткулов, Т.К. Ахмеджанов, Р.Б. Ахметкалиев и др. – Алматы, 2002.
3. Уточненный проект разработки месторождения Жетыбай // Отчёт КазНИПИнефть, рук. В.Д. Лысенко. – Актау, 2004.

БИОСЕДИМЕНТОЛОГИЧЕСКИЙ ПОДХОД К ИЗУЧЕНИЮ КАРБОНАТНЫХ ОБРАЗОВАНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Я.В. Оленев, Ю.С. Пуговкина

Научный руководитель доцент Л.К. Кудряшова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия

Проблема оценки нефтегазоносности палеозойских отложений является актуальной и продолжает привлекать внимание геологов и производственников в связи с необходимостью расширения потенциала меловых и юрских месторождений за счет более глубоких источников углеводородов. Причина такого интереса в большей мере инициируется увеличением количества открываемых ежегодно месторождений нефти и газа, находящихся в верхней части палеозойских образований и приуроченных к породам широкого стратиграфического диапазона, формирование и размещение которых во многом контролируются развитием высокочемных природных резервуаров и строением перекрывающих их толщ платформенного чехла. Это обуславливает выделение здесь не единого стратиграфического объекта, а целого набора разновозрастных и различных по составу образований – зоны нефтесодержащих пород верхней части палеозоя. Одним из наиболее привлекательных с этой точки зрения объектов являются месторождения, расположенные в Нюрольской мегавпадине.

Поэтому целью данной работы является изучение геологического строения и условий формирования ловушек, связанных с верхней частью палеозойских образований и с органогенными постройками.

Объектом исследования является месторождение, расположенное на территории Парабельского района Томской области.

Основные промысловые объекты на территории Парабельского района, подтверждающие свои высокие эксплуатационные показатели при пробной эксплуатации, приурочены к отложениям доюрского основания, в которых литологически выделяются два объекта: карбонатно-глинисто-кремнистые отложения коры выветривания (пласт М) и собственно породы карбонатного фундамента девонского возраста (пласт М₁). По имеющимся данным, локально на территории, между пластами М и М₁, возможно, отсутствует непроницаемый экран, т.е. залежь пластов М+М₁ – единая, гидродинамически связанная.

Первый промышленный приток нефти был получен из известняков палеозойских отложений – (пласт М₁) – в 1974 г.

Строение эрозионной поверхности палеозоя отражает ОГ М₁. По результатам структурных построений исследуемое поднятие представляет собой тектонические блоки, характерной особенностью которых является асимметрия склонов: восточные склоны круто обрываются грабеном меридионального простирания, западные склоны – пологие и осложнены менее высокоамплитудными тектоническими нарушениями. К изучаемому блоку на севере примыкает пологая терраса, на юге поднятие обрывается высокоамплитудным сбросом. Блоки разделены депрессионной зоной, нарушенной многочисленными дизъюнктивами (преимущественно северо-западного простирания), в которой выделяется ряд мелких поднятий.

Сложное строение района исследований – это результат активного тектонического развития всего региона, на котором отразились герцинский цикл тектогенеза и раннетриасовое проявление рифтогенеза.

В начале юрского времени центральная часть рассматриваемой площади представляла собой два