

Использование потенциала геотермальных вод для повышения извлечения нефти, газа и конденсата, дебита скважин

О.М. Чарьев

(Ташкентский государственный технический университет им. Беруни)

Повышение извлечения нефти, газа и конденсата, дебита добывающих скважин является актуальной проблемой и фундаментальным направлением улучшения эффективности разработки нефтяных и газовых месторождений. Анализ показывает, что коэффициент нефтеизвлечения в залежах с вязкими и высоковязкими нефтями не превышает 0,1-0,3. При разработке газоконденсатогазовых (ГКГ) месторождений с содержанием конденсата до $30 \text{ см}^3/\text{м}^3$, газоконденсатных (ГК) - до $250 \text{ см}^3/\text{м}^3$ и конденсатных (К) - более $250 \text{ см}^3/\text{м}^3$ при естественных газовом и упруговодонапорном режимах, где преобладает эффект расширения газа, происходят его дросселирование и охлаждение в пластовых условиях (от 1,5 до 4К при падении давления на 1 МПа). В процессе дренирования этих залежей в период их разработки снижение пластовой температуры составляет в целом более 10-15К. Нарушаются термо- и гидродинамические условия равновесия в полимолекулярной смеси газа и выпадает газовый конденсат, повышается вязкость газа. Коэффициент газо- конденсатоизвлечения не превышает 0,6-0,8.

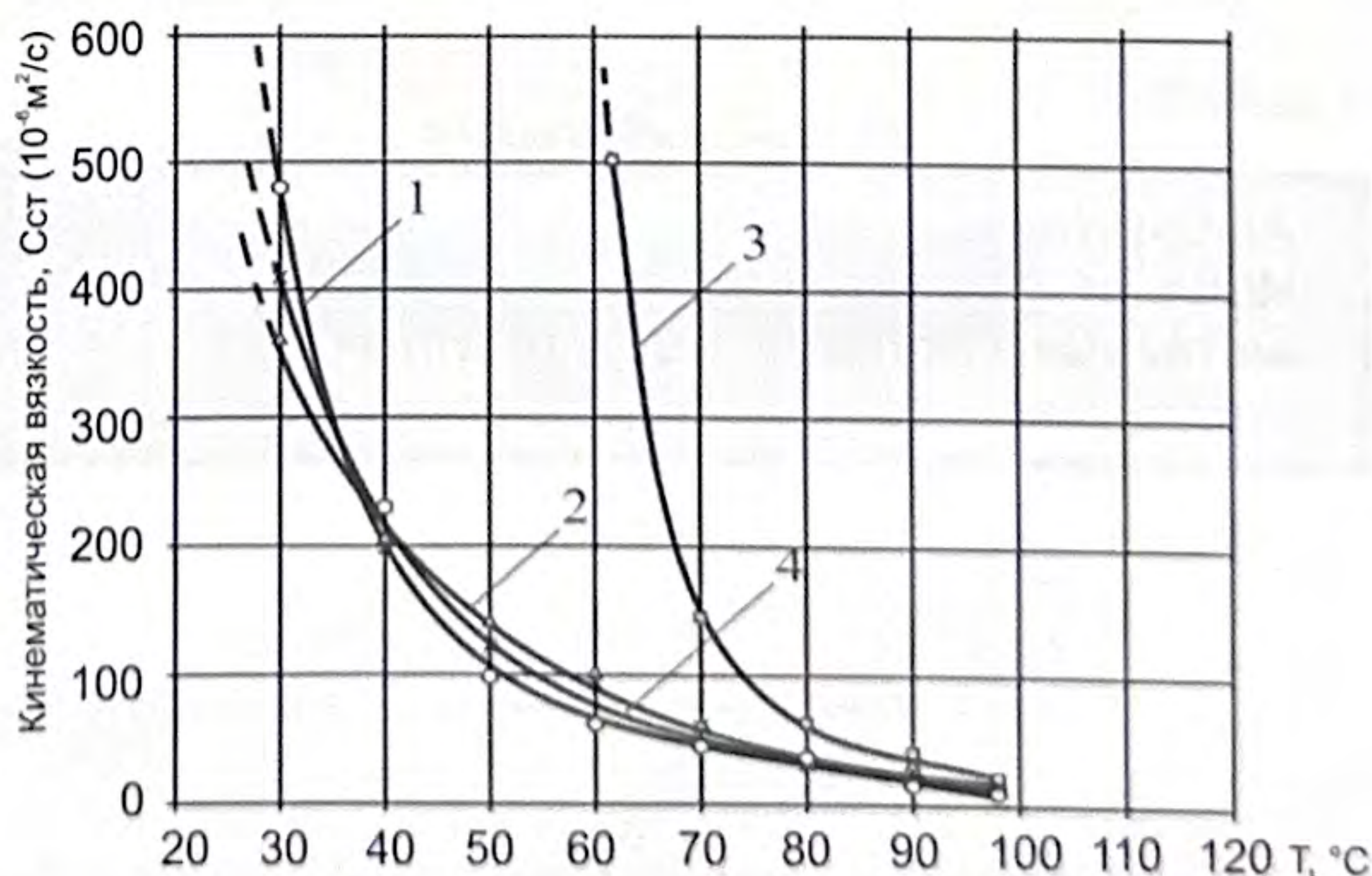
Нами впервые разработана новая система промышленной технологии применения геотермальных вод для разработки нефтяных месторождений [1], особенно с высоковязкими нефтями [2]. В этих исследованиях и разработках учитывается только термодинамический потенциал геотермальных вод. Однако они имеют и повышенную гидродинамическую энергию. Пластовое давление в водоносных пластах, залегающих на глубине более 1000-1200 м, как правило, имеет коэффициент превышения гидростатического напора равный 1,1-1,2. Встречаются геотермальные воды с аномально высоким пластовым давлением (АВПД). Таким образом, гидродинамический потенциал этих вод можно использовать для эффективной разработки вышележащих нефтяных и газовых залежей. Это достигается внутрипластовым перепуском геотермальных вод в нефте- и газоносные пласты. При этом создается режим заводнения залежи при использовании модифицированной под геотермальное заводнение сетки добывающих и перепускных (нагнетательных) скважин. Системы заводнения могут быть очаговые, площадные, рядные и др. Этим обеспечивается повышение или поддержание пластового давления (ППД) на уровне 1,1-1,2 гидростатического напора воды и выше. При оптимальном использовании энергии и выше. При оптимальном использовании энергии геотермальных вод можно обеспечить фонтанный ре-

жим эксплуатации добывающих скважин. Особенно эффективен термо- и гидродинамический потенциал геотермальных вод для залежей с высоковязкими нефтями и нефтями, проявляющими в пластовых условиях структурно-механические свойства, содержащие твердые парафины, смолы и асфальтены.

Результаты исследования показывают, что вязкость при повышении температуры до 60-80°C резко снижается и возможно эффективное применение термодинамических свойств геотермальных вод (рисунок). В истощенных залежах нефти с любыми свойствами повышаются коэффициент нефтеизвлечения и дебиты скважин за счет многократной промывки пласта геотермальными водами.

Гидро-термодинамический потенциал геотермальных вод в газовых и газоконденсатных залежах с повышением температуры обеспечивает разработку месторождений в активном водонапорном режиме. Создаются благоприятные условия для предотвращения выпадения газового конденсата в пластовых условиях и достижения газоизвлечения до 100%, а конденсата до 90-95%. Одновременно поддерживаются высокое пластовое давление и давление на устье газодобывающих скважин, что обуславливает успешную трубопроводную транспортировку и работу установок низкотемпературной сепарации газа на поверхности без дополнительных затрат.

Термо-гидродинамический потенциал геотермальных вод пласта как естественного теплоносителя с вы-



Зависимость кинематической вязкости высоко-смолистой нефти от температуры:

1 – месторождение Ляльмикар; 2 – Кокайды; 3 – Амударья; 4 – Коштар

соким давлением используется в залежах нефти и газа, где пластовые температуры и давления существенно ниже. Эти залежи, как правило, располагаются в вышележащих горизонтах.

Первоочередными для внутрипластового перепуска геотермальных вод являются залежи: содержащие нефть вязкостью в пластовых условиях 25-30 мПа (сПа) и более; проявляющие структурно-механические свойства; являющиеся высокопарафинистыми и высокосмолистыми; истощенные с низким коэффициентом нефтеизвлечения и пластовым давлением. Конкретными объектами применения новой технологии могут быть залежи Сурхандарьинского и Западно-Гиссарского нефтегазоносных регионов: Амударья, Миршади, Ляльмикар, Хаудаг, Коштар и др., в Ферганском регионе - нефтяные месторождения Чемион, Палванташ, Западный Палванташ, Южный Аламышик, Андижан, Шарихан-Ходжаабат, Бостон, Ханкыз, Чонгара-Гальча, Авваль, Восточный Авваль и др. Первоначальными для внутрипластового перепуска геотермальных вод являются газовые и газоконденсатные залежи: с низким пластовым давлением; разрабатываемые в режимах расширения газа (газовый) и упруговодонапорном; имеющие низкий коэффициент извлечения газа и газового конденсата.

Выбор конкретных газовых залежей для применения рекомендуемой инновационной технологии может быть сделан после анализа режима и условий разработки месторождений.

Технология использования энергетического потенциала геотермальных вод путем внутрипластового регулируемого перепуска их в продуктивные нефте- и газоносные пласты имеет ряд преимуществ перед существующими технологиями и методами. К ним относятся:

- энерго- и ресурсосбережение;
- источник энергии - геотермальные воды, возобновляемые и промышленно доступные;
- экологическая чистота за счет отсутствия выбросов вредных веществ, образующихся при выработке искусственной энергии;
- повышение нефтеизвлечения из залежей с вязкими и высоковязкими нефтями до 0,75-0,85, т.е. в 5-7 раз, что эквивалентно 5-7-кратному росту промышленно извлекаемых запасов нефти и темпов разработки;
- фонтанный режим эксплуатации нефтяных добывающих скважин;
- снижение затрат на 80-90% на разработку нефтяных месторождений с вязкими и высоковязкими нефтями и искусственным заводнением на основе использования наземных источников воды, кустовых насосных установок и трубопроводных водоводов;
- увеличение газо- и конденсатоизвлечения на 10-25% на месторождениях, разрабатываемых в режимах расширения газа и упруговодонапорном за счет перехода на водонапорный режим и повышения пластовой температуры;
- снижение затрат на 30-50% на подготовку газа на НТС за счет сохранения высокого пластового и устьевого давлений в газодобывающих скважинах, отказа от строительства дожимных компрессорных станций и др.

На примере месторождений с высоковязкими нефтями технологическая эффективность оценивается в 160-170 тыс. т нефти в год, а экономическая - 11264-11968 млн. сум в год.

Новая высокоэффективная энерго- и ресурсосберегающая технология на базе использования энергетического потенциала геотермальных вод может быть промышленно освоена за короткое время после установления ресурсов и запасов этих вод в регионах разрабатываемых месторождений нефти и газа.

ЛИТЕРАТУРА

1. Чарыев О.М., Алиджанов Г.А., Арутюнов А.А., Ирматов Э.К. и др. Способ разработки нефтяной залежи. А.С. №754915, кл. E 21B 43/24.
2. Чарыев О.М. Повышение нефтеизвлечения и темпов разработки залежей неньютоновских нефтей на основе инновационной технологии // Узбекский журнал нефти и газа, 2008, № 1, С. 15 - 18.

Annotation

Ways of increasing oil and gas condensate production and rating of wells by use of geothermal waters are considered. A technology of intraformational regulated overflow of natural energy carriers with renewable energy is offered.