



ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ СТЕПЕНИ ВЫРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, ВОЗМОЖНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДА НА ПРИСКЛОНОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Телков Виктор Павлович

к.т.н., ассистент каф. РиЭНМ

Лаврова Светлана Александровна

магистрантка гр. НГМ-08-01

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Тюмень, 2009

АКТУАЛЬНОСТЬ ПРОБЛЕМЫ



Проектная нефтеотдача по месторождениям России снижается: одна из причин этого - неоправданно мало случаев применения газовых, термических и химических МУН

АКТУАЛЬНОСТЬ ПРОБЛЕМЫ

Страна	Объем сжигаемого газа, млрд. м ³ /год
Россия	20
Нигерия	19
Иран	13,2
Ирак	8,3
Ангола	6,5

Данные НижневартонскНИПИнефть (2007 г.):
сжигание попутного нефтяного газа по странам мира

ОБЪЕКТ РАБОТЫ

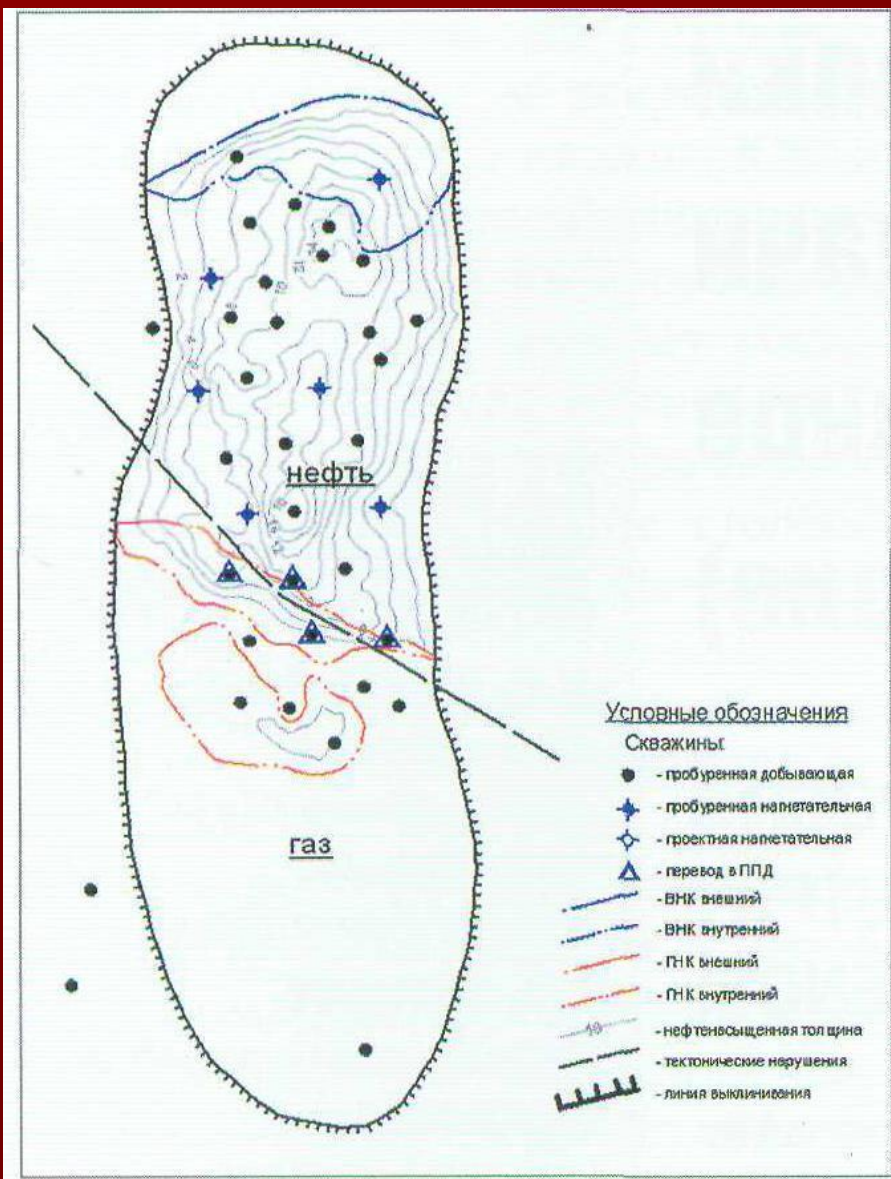


Журнал “Бурение и нефть”, 2008 г., № 7-8, стр. 39-41

“Использование газа газовой шапки для увеличения нефтеотдачи газонефтяных залежей (естественное водогазовое воздействие)”

Объект: Присклоновое нефтегазовое месторождение

ОБЪЕКТ РАБОТЫ



Показатели	БП12
Тип коллектора	терригенный поровый
Средняя общая толщина, м	20
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	6,1
Средняя газонасыщенная толщина, м	6,8
Средняя пористость нефтяной зоны, %	17,7
Средняя пористость газовой зоны, %	16,7
Средняя проницаемость, мД	14,7
Начальная пластовая температура, °С	81,7
Начальное пластовое давление, МПа	27,5
Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа·с	0,28
Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м ³	802
Объемный коэффициент нефти, д. ед.	1,742
Геол.-физ. характеристика пласта БП12 Присклонового месторождения	

ОБЪЕКТ РАБОТЫ

Объект: Присклоновое нефтегазовое месторождение

По проекту: барьерное заводнение + внутриконтурное заводнение

Авторами предлагается периодическая остановка закачки воды в барьерный ряд нагнетательных скважин – т.н. *“естественное” водогазовое воздействие*

В настоящий момент почти все добывающие нефть скважины работают с высоким газовым фактором (более 900 м³/т), что говорит о прорыве свободного газа в нефтяную зону пласта.

Прекращение или ограничение закачки воды в скважины барьерного ряда приведет к следующему:

*переход скважин, добывающих нефть в разряд газовых;
нефть, которую потенциально можно было добыть, будет безвозвратно потеряна.*

НАШИ РЕКОМЕНДАЦИИ

1) Закачка в скважины барьерного ряда №339 и №344 оторочки водного раствора пенообразующих нефтеводорастворимых ПАВ (0,1%) с последующей закачкой воды, что приведет к образованию под ГНК эмульгированной зоны (зоны смешения воды, нефти и газа). В этой зоне понижена фазовая проницаемость по газу, что ведет к восстановлению барьера на границе двух объектов (газовой шапки и нефтяной части).

2) Закачка водогазовой смеси в нагнетательную скважину №350 (приемистость 149 м³/сут и газосодержание 25,6% в пл.у.).

Тип газа: попутный нефтяной газ.

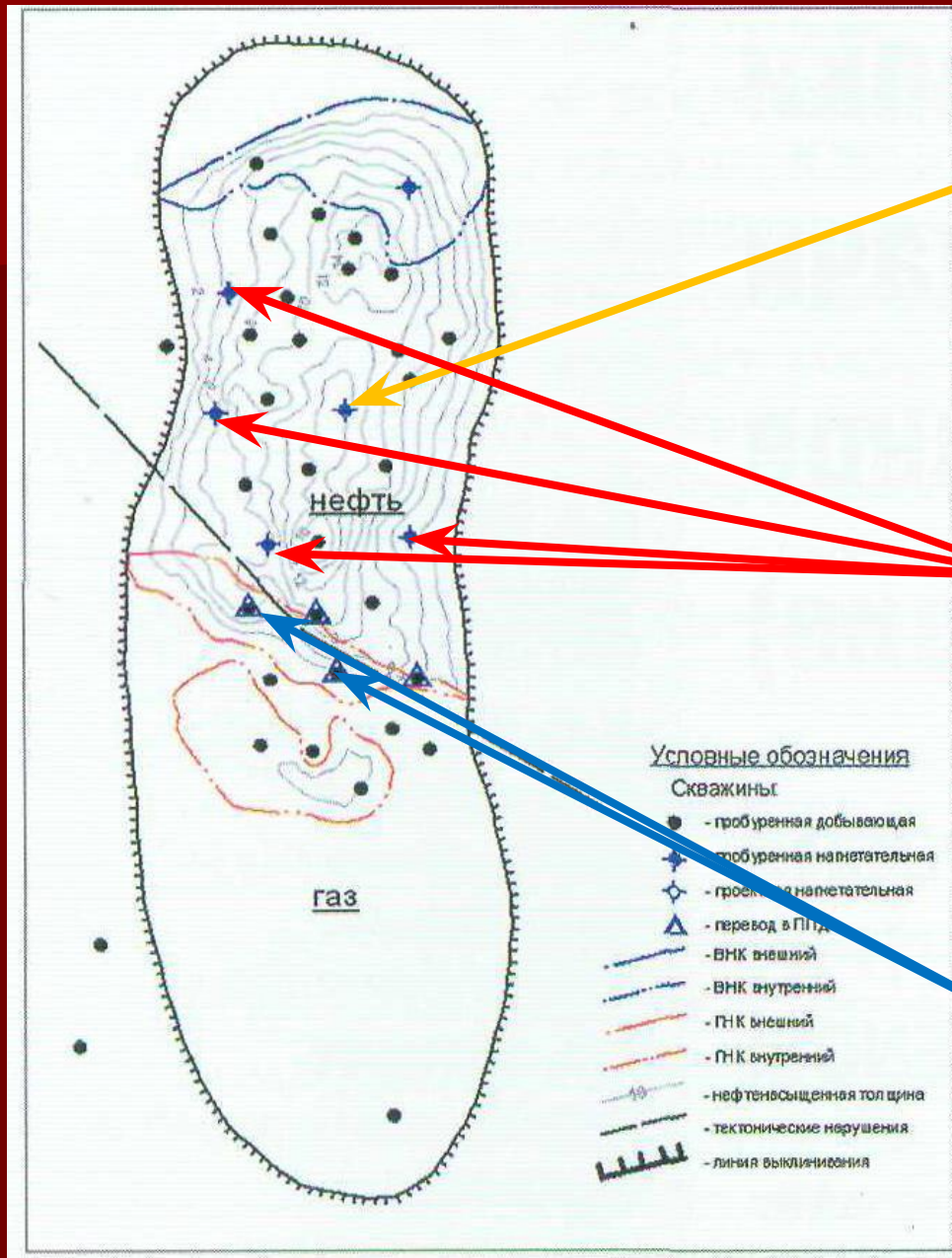
Источник газа: УКПН ($Q_{\Gamma} = 2100$ м³/сут, $P_{\Gamma} = 0,5$ МПа).

3) Закачка водогазовой смеси в нагнетательные скважины №351, 353, 356, 481 (общая приемистость 214 м³/сут и газосодержание 11,9% в пл.у.).

Тип газа: природный газ из газовой шапки.

Источник газа: газовая скважина №252 ($Q_{\Gamma} = 100$ м³/сут, $P_{\Gamma} = 7$ МПа).

НАШИ РЕКОМЕНДАЦИИ



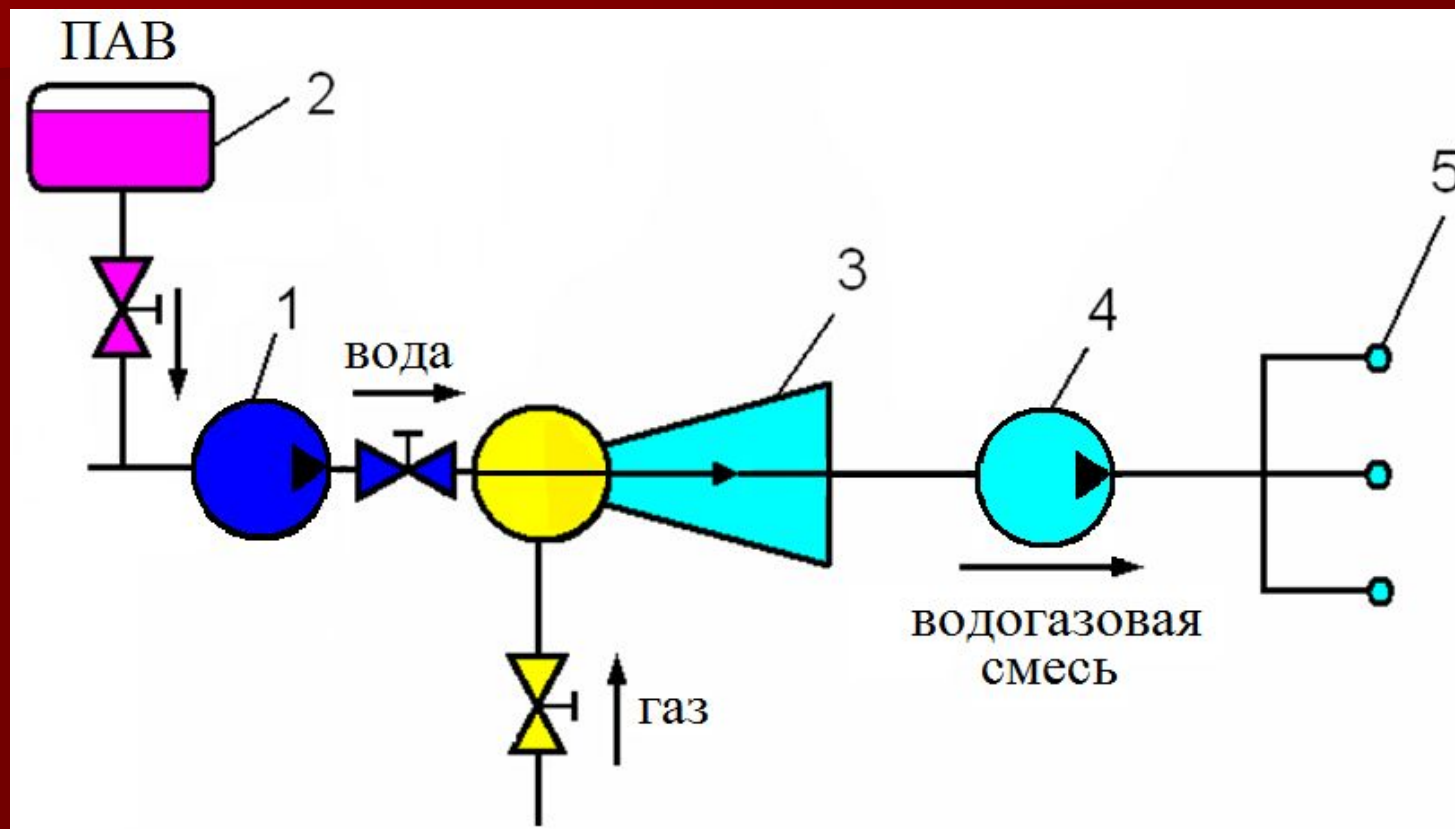
2) Закачка водогазовой смеси в нагнетательную скважину №350 (приемистость 149 м³/сут и газосодержание 25,6% в пл.у.).

3) Закачка водогазовой смеси в нагнетательные скважины №351, 353, 356, 481 (общая приемистость 214 м³/сут и газосодержание 11,9% в пл.у.).

1) Закачка в скважины барьерного ряда №339 и №344 оторочки водного раствора ПАВ (0,1%) с последующей закачкой воды для восстановления барьера вблизи ГНК.

НАСОСНО-ЭЖЕКТОРНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ

ПАТЕНТЫ РФ №№ 2190760, 2293178, 2315589



**Принципиальная схема реализации насосно-эжекторной технологии ВГВ:
1 и 4 – электроцентробежные насосы, 2 – ёмкость с ПАВ, 3 - эжектор,
5 – нагнетательные скважины.**

НАШИ РЕКОМЕНДАЦИИ

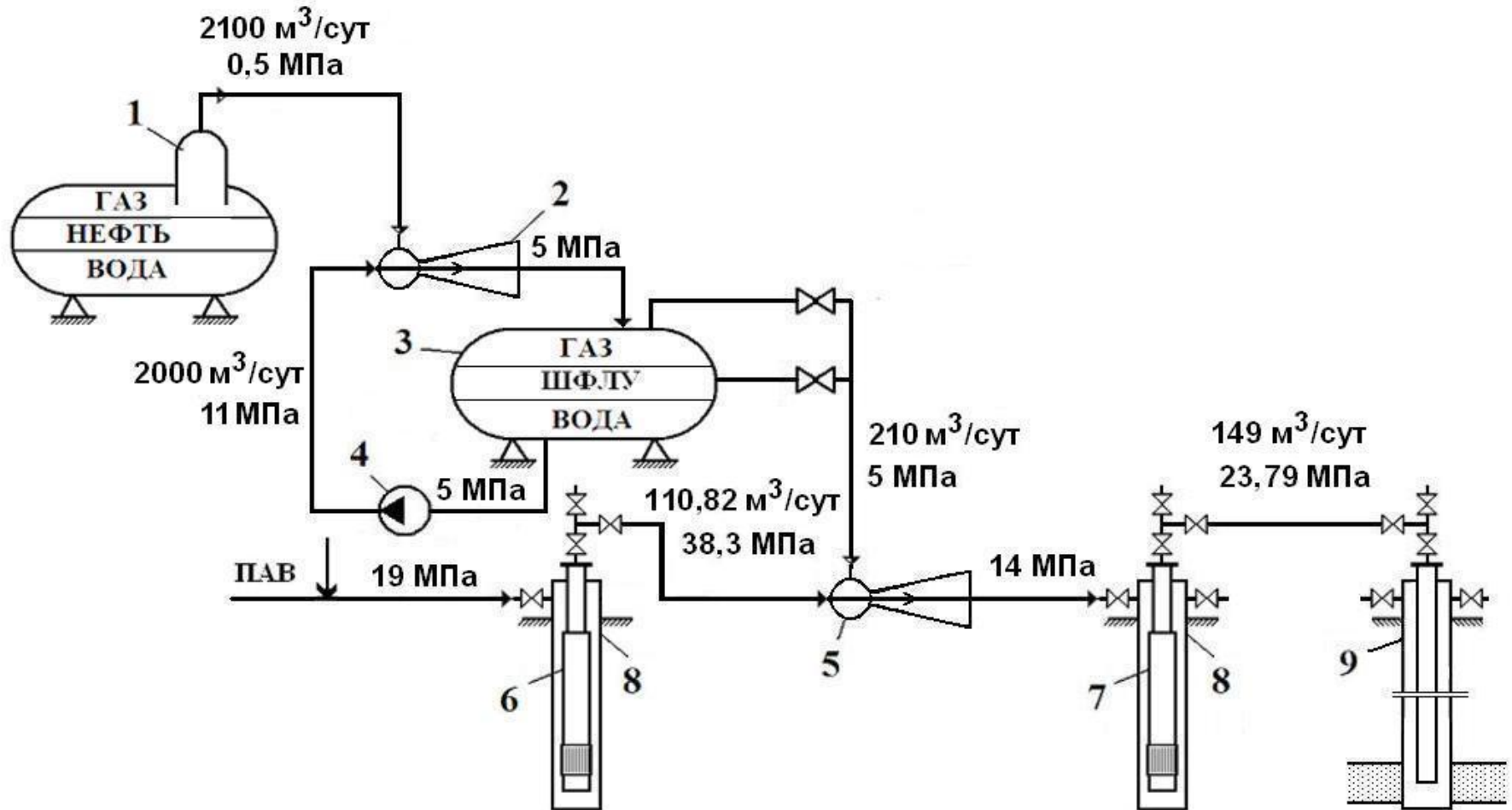


Схема насосно-компрессорной технологии ВГВ для скв. № 350: 1 – сепаратор УКПН, 2 – эжектор первой ступени, 3 – ёмкость высокого давления (5 МПа), 4 – подпорный насос первой ступени ВНН8-2000-710, 5 – эжектор второй ступени, 6 – подпорный насос второй ступени ВНН5А-100-2150, 7 – дожимной насос ВНН5А-159-1539, 8 – шурф, 9 - нагнетательная скважина №350.

НАШИ РЕКОМЕНДАЦИИ

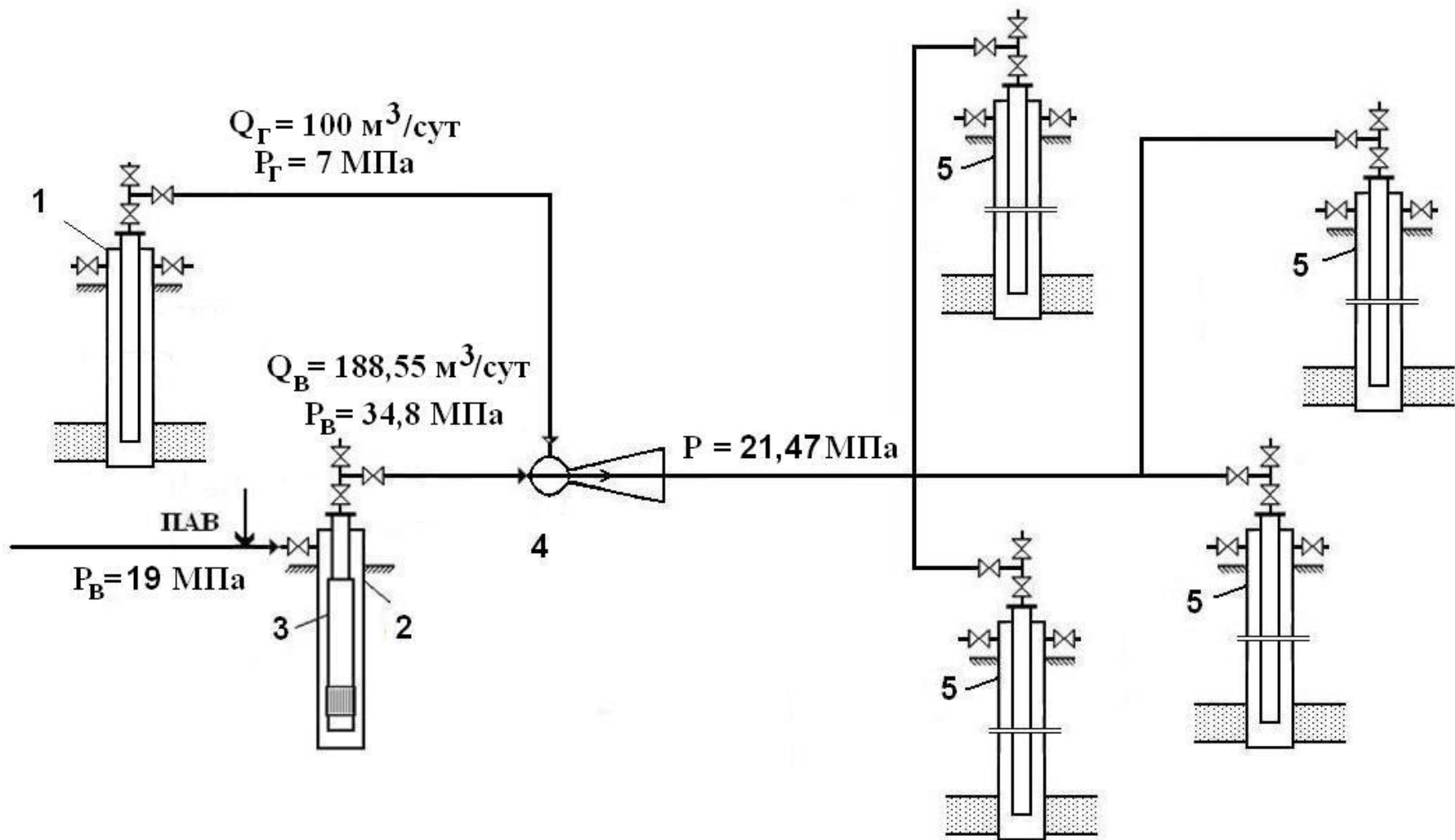
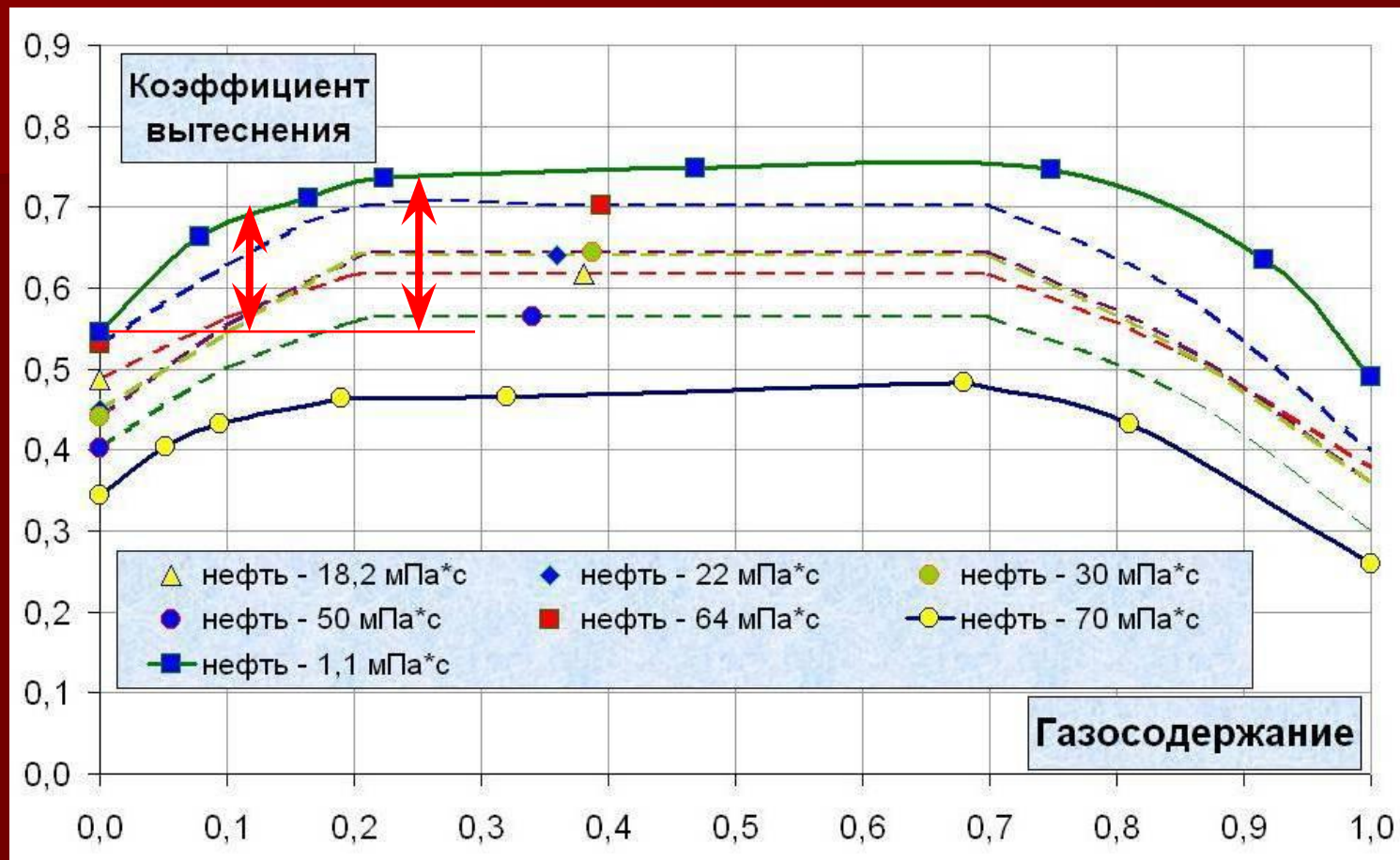


Схема насосно-эжекторной технологии ВГВ для скв. 351, 353, 356, 481:

1 – газовая скважина №252, 2 – шурф, 3 – подпорный насос ВНН5А-199-1655, 4 – эжектор, 5 – нагнетательные скважины.

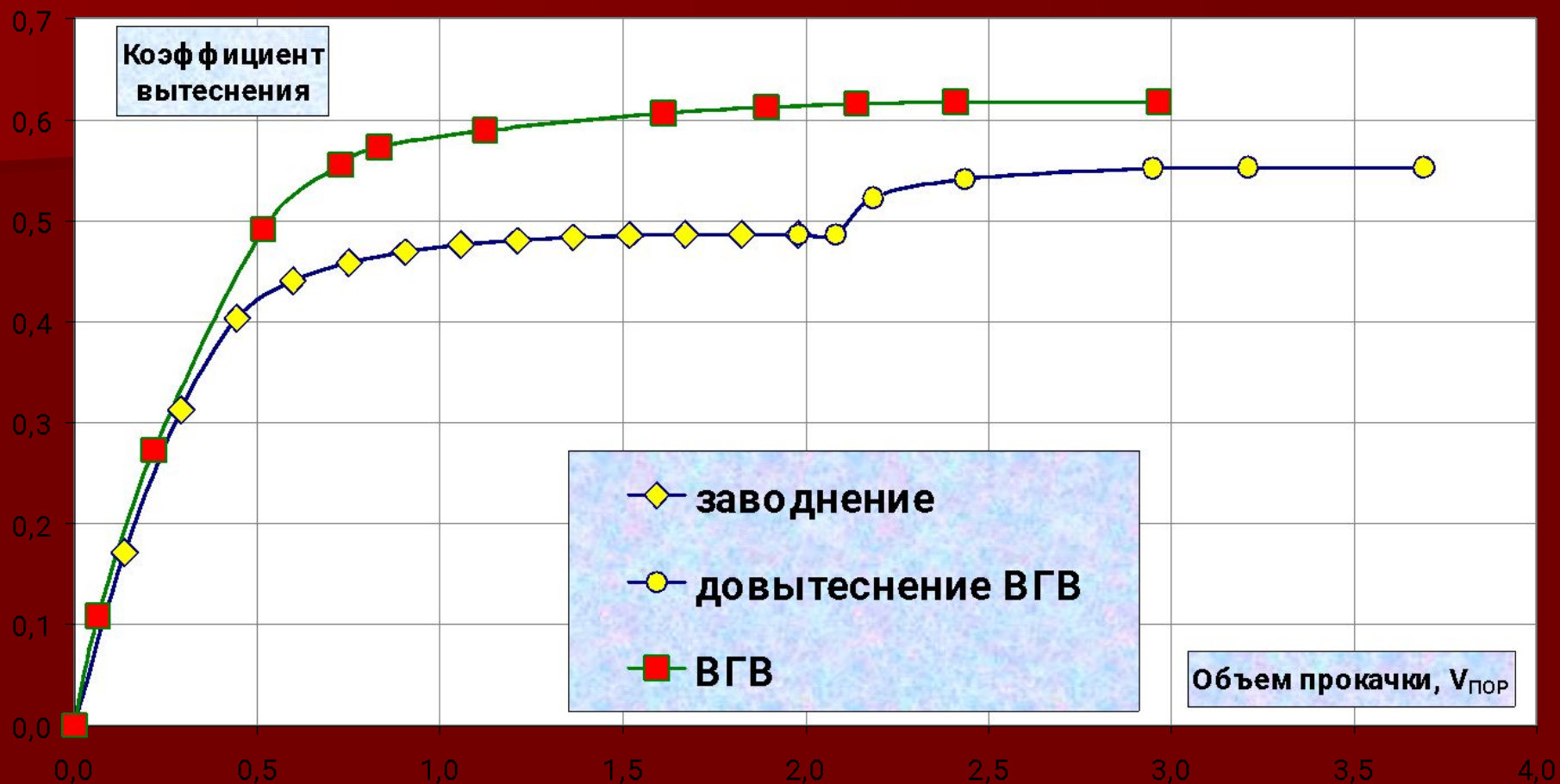
РЕЗУЛЬТАТЫ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТЕЙ ВОДОГАЗОВОЙ СМЕСЬЮ



При вытеснении маловязкой нефти Присклонового месторождения можно ожидать прироста коэффициента вытеснения по сравнению с заводнением не менее 14% для газосодержания 11,9% и не менее 19% при газосодержании 25,6%.

Кроме того, т.к. газ и вода закачиваются совместно, следует ожидать роста коэффициента охвата пласта воздействием.

РЕЗУЛЬТАТЫ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТЕЙ ВОДОГАЗОВОЙ СМЕСЬЮ



На примере Подольского горизонта Шумовского месторождения хочется отметить, что чем более ранняя стадия реализации водогазового воздействия на пласт, тем оно более экономически выгоднее.

Выводы:

- 1) Естественное водогазовое воздействие неэффективно при разработке Присклонового месторождения;**
- 2) Необходимо срочное восстановление барьера между газовой шапкой и нефтяной частью месторождения с помощью закачки оторочки водного раствора ПАВ;**
- 3) Для повышения нефтеотдачи из нефтяной зоны месторождения рекомендуется осуществление водогазового воздействия на пласт с помощью двух систем для ВГВ, насосно-эжекторной и насосно-компрессорной (причём для водогазового воздействия используется газ из газовой шапки и попутный газ с УКПН);**
- 4) При осуществлении ВГВ можно ожидать значительного прироста нефтеотдачи пласта (как из-за увеличения вытеснения, так и из-за увеличения охвата пласта воздействием);**
- 5) Чем на более ранней стадии будет реализовано водогазовое воздействие, тем оно более экономически выгодно.**

Спасибо за внимания.

Пожалуйста, Ваши вопросы!