

Газовые, микробиологические, рудничные и четвертичные МУН



ТРЕТИЧНЫЕ МЕТОДЫ

ГАЗОВЫЕ МЕТОДЫ

1. Воздействие углеводородным газом
2. Воздействие азота
3. Закачка дымовых газов
4. Воздействие двуокисью азота
5. Метод смешивающегося вытеснения
6. Водогазовое воздействие

МИКРОБИОЛОГИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ

1. Меласковая технология
2. Технология активации пластовой микрофлоры

РУДНИЧНЫЕ МЕТОДЫ

1. Дренирование при помощи горных выработок
2. Дренирование подземными скважинами
3. Очистной выемкой нефтяных песков с последующей обработкой на поверхности.
4. Гидравлического разрушения горных пород с применением незагипленной струи
5. Шахтный дренажно-связкинный метод с применением ПТВ
6. Карьерные способы с применением экстрагирования или термического разделения жидкой и минеральной фаз

Газовые МУН

Дымовые газы для повышения нефтеотдачи получают. Как правило, в результате сжигания природного газа, из 1 м³ которого получается до 9,4 м³ газообразных продуктов. Дымовые газы содержат около 85% азот и до 15% двуокиси углерода. За рубежом стоимость получения дымовых газов целевого назначения в 2-8 раз дешевле природного газа.

Давление смешивания азота и дымовых газов с нефтью составляет 360-500 ат, т.е. на 240-420 ат выше, чем у углеродного агента. Поэтому на практике часто реализуется режим несмешивающегося вытеснения.

Способ реализации	Критерий применимости			
	Плотность нефти, кг/м ³	Давление, МПа	Глубина пласта, м	Особенность залежи
Вытеснение: смешивающееся	< 820	>35	2200	Средняя проводимость благоприятная проводимость сводовая или крутонаклонная равномерная проводимость анизотропные пласты
несмешивающееся	< 880	не лимитируется		
Гравитационное дренирование	<910	не лимитируется		
Поддержание давления	<870	не лимитируется		
Продвижение газовых оторочек	<820	>10	>700	

При растворении CO_2 в воде вязкость последней повышается незначительно. Так, при массовом содержании в воде 3-5% двуокиси углерода вязкость воды увеличивается лишь на 20-30%. При этом в воде образуется угольная кислота, которая растворяет некоторые виды цемента и породы пласта, вследствие чего повышается проницаемость последнего. По лабораторным данным «БашНИПИнефть», проницаемость песчаников при этом увеличивается на 5-15%, а доломитов – на 6-75%.

Двуокись углерода растворяется в нефти в 4-10 раз лучше, чем в воде, поэтому она переходит из водного раствора в нефть, при этом величина межфазного натяжения между CO_2 и нефтью значительно понижается. Вследствие этого CO_2 отмывает пленочную нефть, покрывающую зерна породы, и капли нефти при малом межфазном натяжении свободно перемещаются в поровых каналах, увеличивая тем самым фазовую проницаемость по нефти.

Вязкость нефти, при растворении в ней CO_2 уменьшается, а объем значительно увеличивается (в 1,5-1,7 раза), т.е. происходит набухание нефти. Растворимость CO_2 в нефти увеличивается с ростом давления и уменьшением температуры молекулярной массы нефти. Нефти с высоким содержанием парафиновых углеводородов лучше растворяют CO_2 , чем нефти с высоким содержанием нафтеновых и, тем более, ароматических углеводородов.

При пластовом давлении выше давления поной смесимости пластовой нефти и нагнетаемой CO_2 последние будут неограниченно смешиваться друг с другом, т.е. в пласте образуется однофазная смесь.

При этом CO_2 будет вытеснять нефть как обычный растворитель (смешивающееся вытеснение). При давлении в пласте ниже давления смесимости CO_2 частично растворяется в нефтяной фазе, улучшая ее фильтрационные характеристики, а легкие фракции нефти переходят в CO_2 , т.е. в пласте присутствуют две фазы: газообразная CO_2 с содержанием легких фракций нефти и нефть без легких фракций. В зоне, промытой двуокисью углерода, остаточная нефть представляет собой тяжелый нефтяной остаток (асфальтены, парафины).

Метод смешивающегося вытеснения.

Сущность метода заключается в том, что в пласте создается оторочка растворителя, которая проталкивается более дешевым агентом. В качестве агента применяют сухой или жирный газ.

Теоретическими исследованиями и лабораторными опытами, проведенными в «ТатНИПИнефть» и других институтах страны, а также за рубежом, установлено, что при вытеснении нефти из пластов оторочками растворителей нефти и газа, а затем обычной технической или загущенной водой коэффициент вытеснения достигает 80-98%. При этом 4-30% закачанных растворителей и 30-50% газа остаются защемленными в пласте.

Водогазовое воздействие (ВГВ).

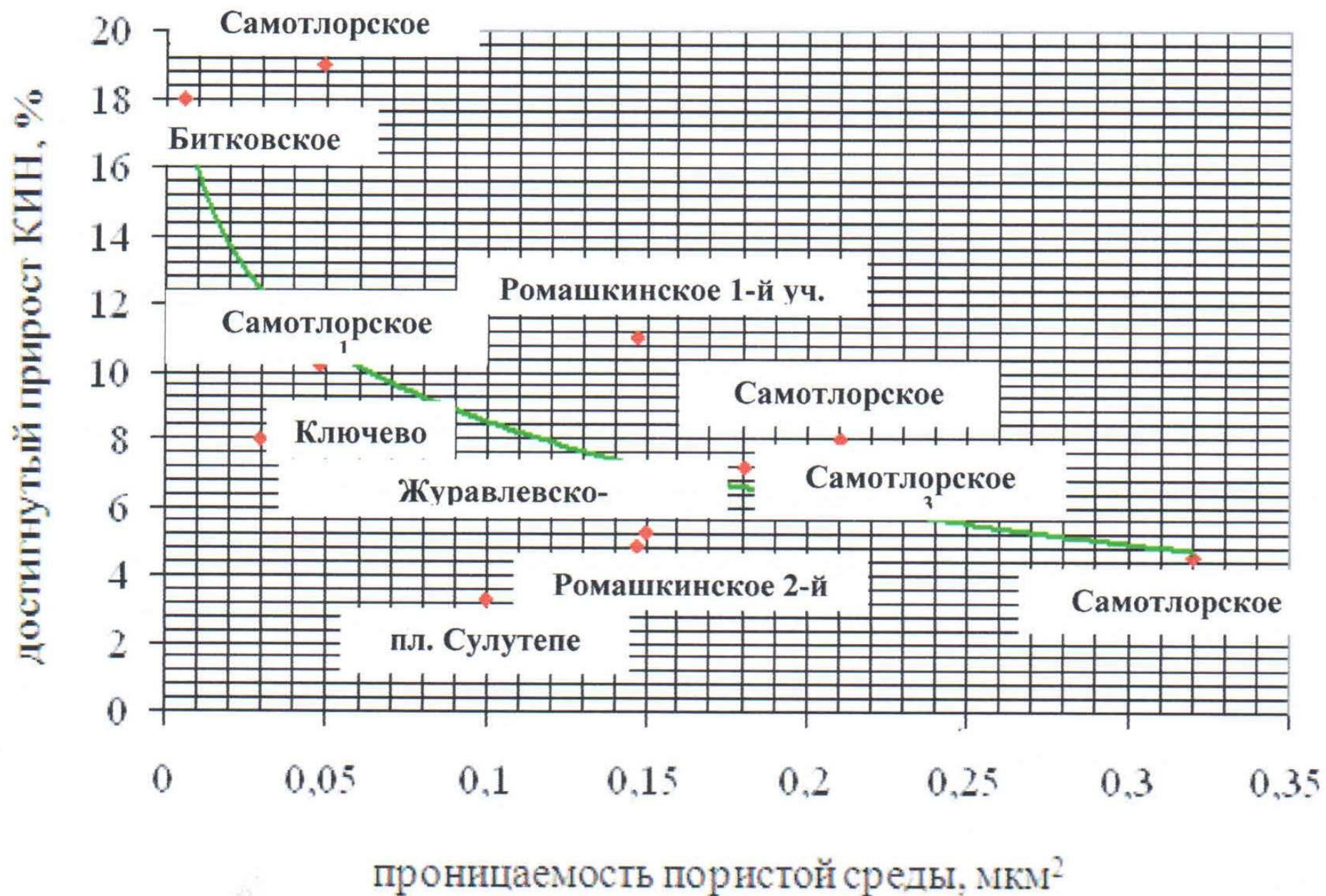
Применение периодической закачки газа и воды в лабораторных условиях позволяет увеличить коэффициент вытеснения на 10-20% по сравнению с закачкой технической воды

Газ, закачанный под высоким давлением, растворяется в пластовой нефти, что уменьшает ее вязкость. Вязкость пластовой девонской нефти уменьшается примерно в 1,5 раза при закачке газа под давлением 250 ат, поэтому при последующей закачке воды улучшается вытеснение нефти.

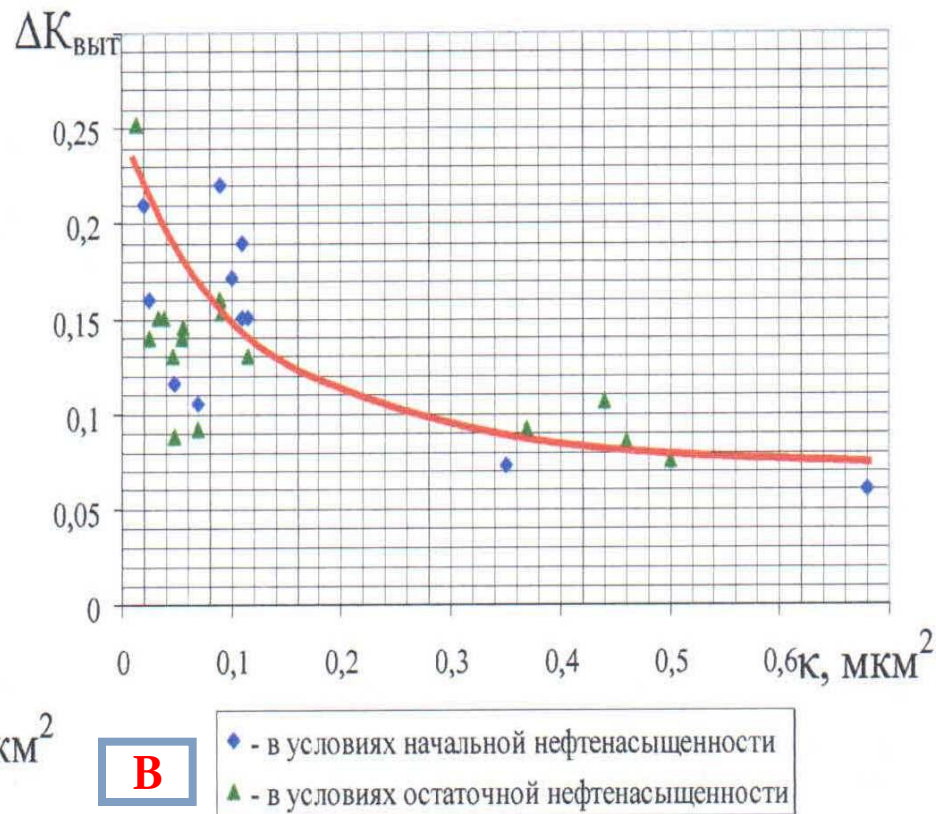
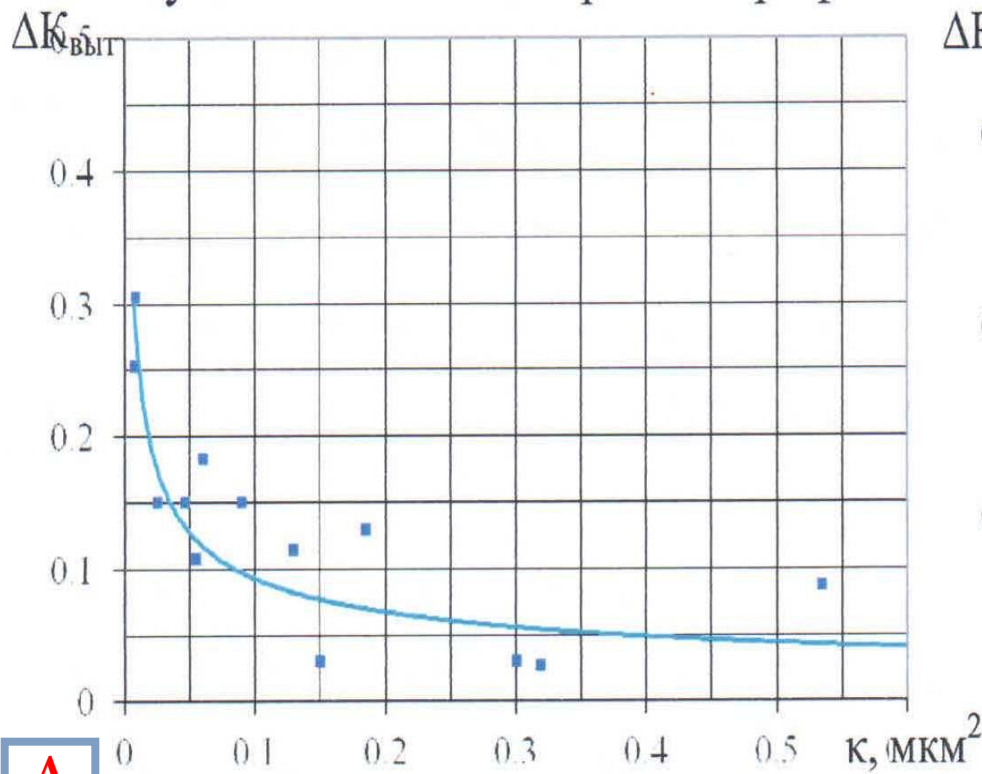
Таким образом, вытеснение нефти периодической закачкой газа и воды может стать достаточно эффективным методом увеличения нефтеотдачи пластов как вначале разработки, так и после их обводнения.

При периодической закачке газа и воды под повышенным давлением за каждый цикл, с учетом растворения газа и нефти, должно быть закачано в пластовых условиях в среднем 1-3% порового объема охваченного воздействием пласта, продолжительность цикла составляет 1-2 месяца, общий объем закачанного газа 15-25% порового объема пласта.

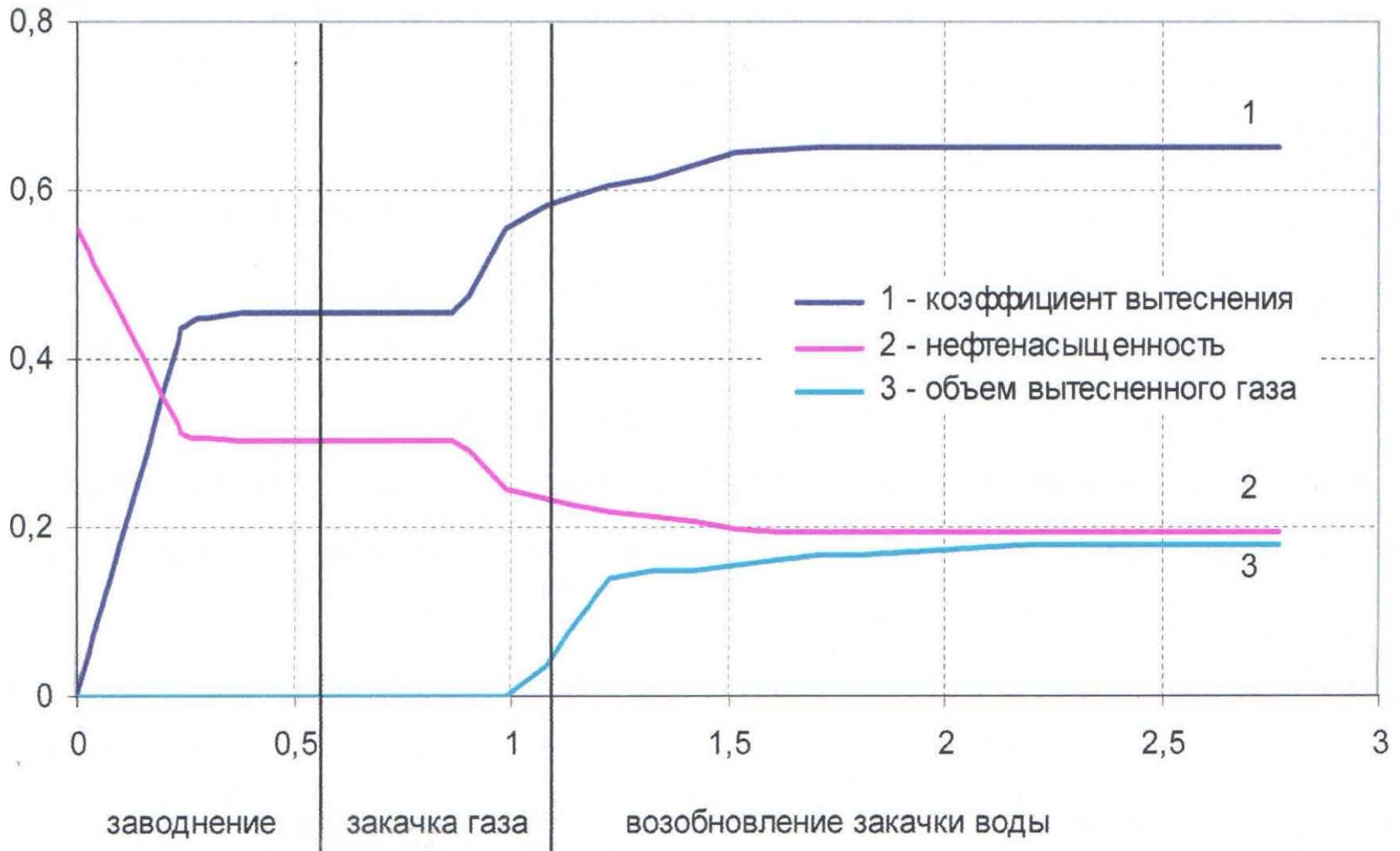
Зависимость прироста КИН при ВГВ от проницаемости



Зависимость прироста коэффициента вытеснения ($\Delta K_{\text{выт}}$) при ВГВ по сравнению с заводнением от проницаемости при :
А) последовательной закачке воды и газа в условиях газовой прогрессии; Б) совместной закачке воды и газа.



Динамика основных показателей вытеснения нефти из линейной модели К2



Динамика изменения основных параметров процесса вытеснения нефти водой и водогазовой смесью в опыте № 1

1 – коэффициент вытеснения (K_v), д.е.; 2 – градиент давления (ΔP), МПа/а; 3 – объем газа на выходе ($V_{г}$), см³.

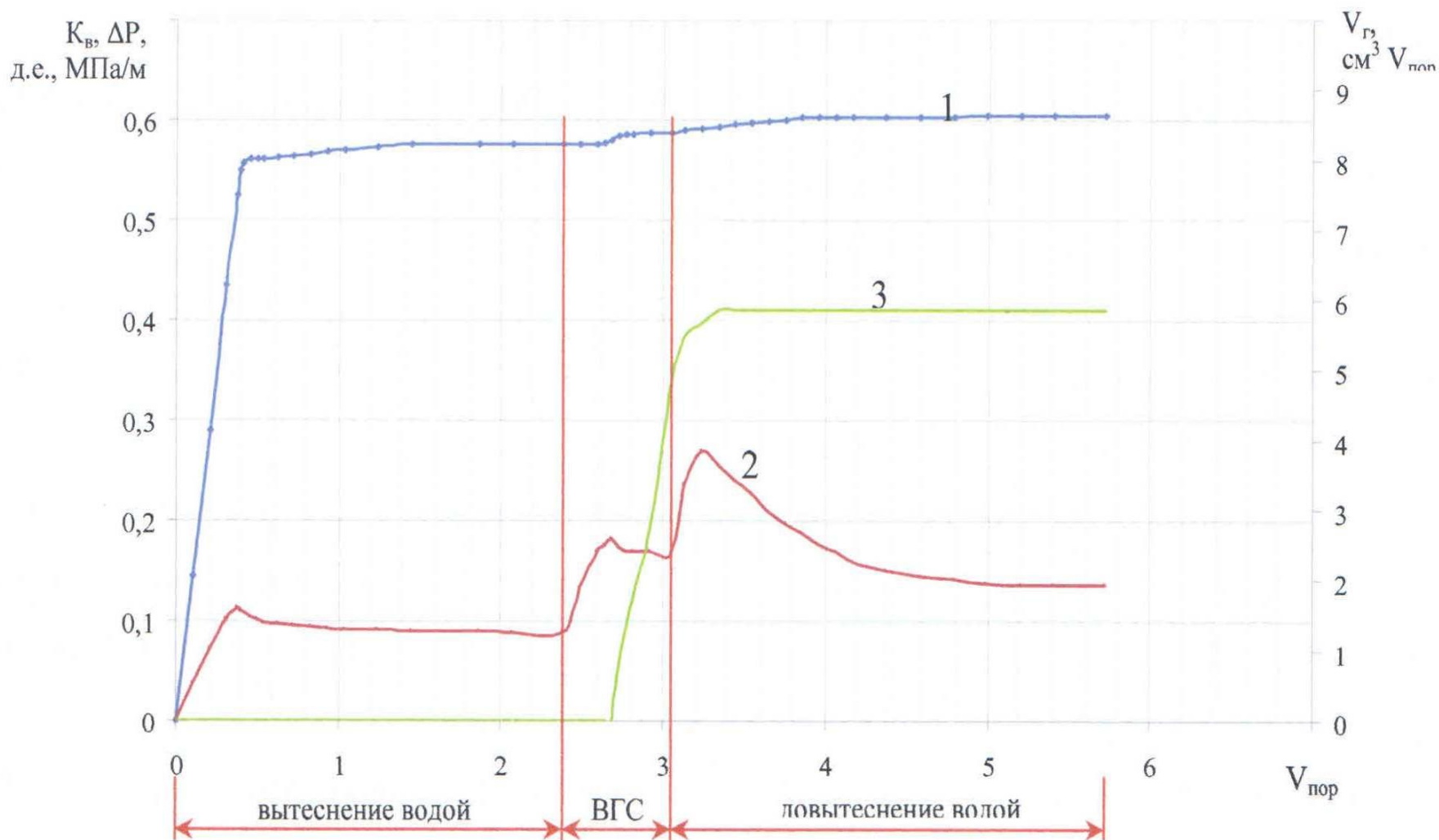
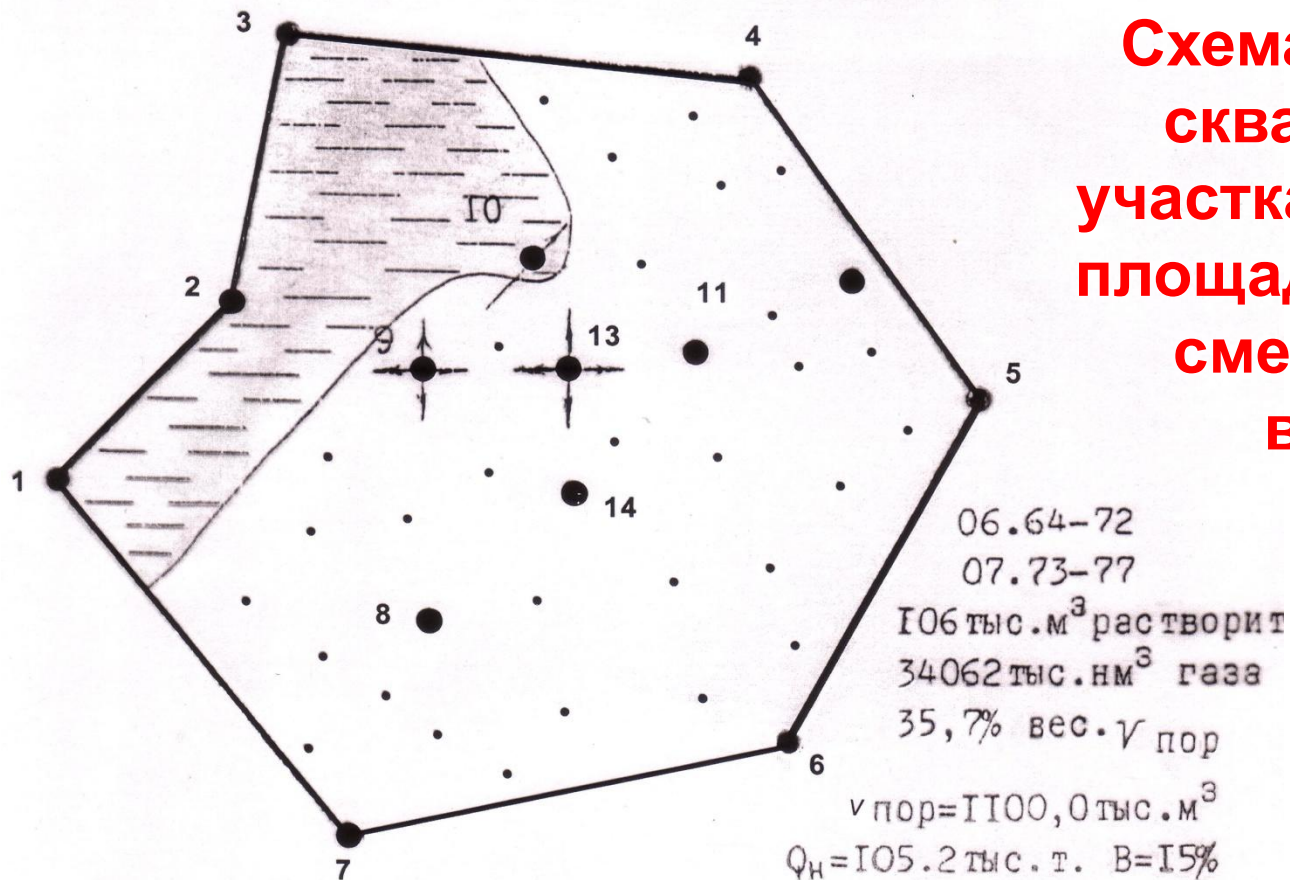




Схема расположения скважин опытного участка Миннибаевской площади по испытанию смешивающегося вытеснения



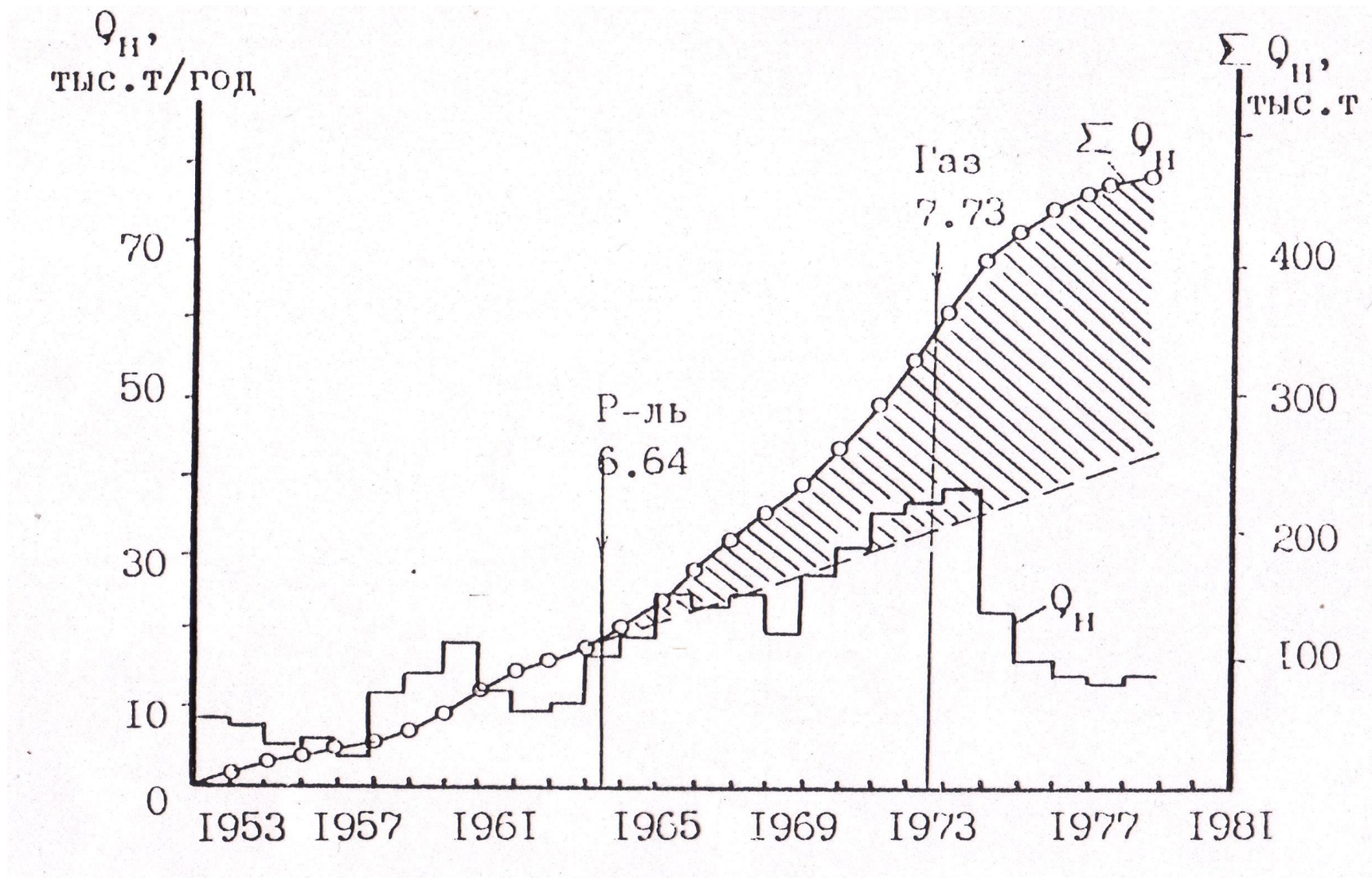
 - песчаник

 - алевролит

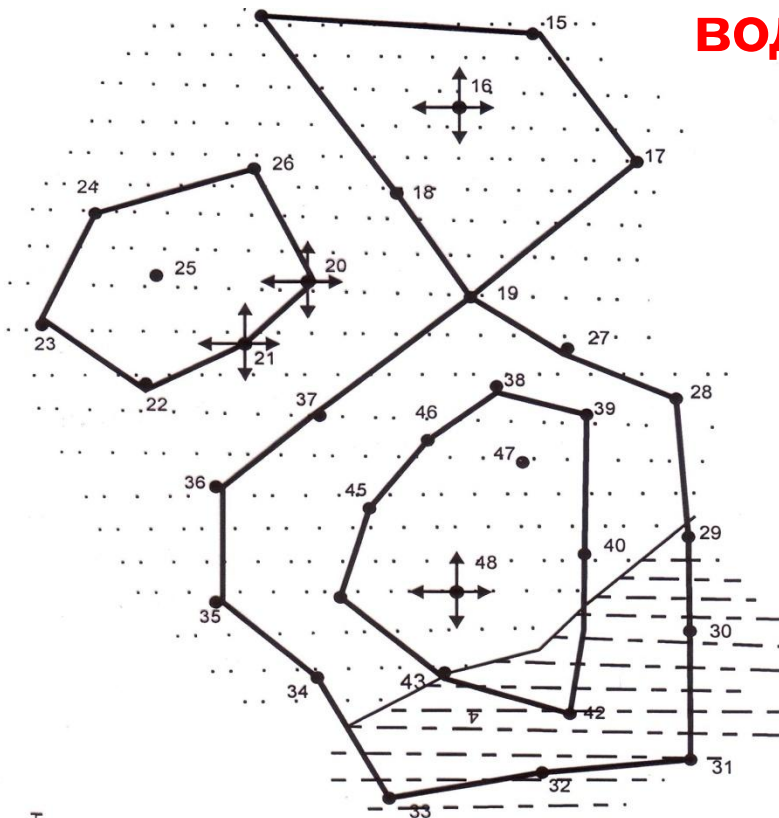
 - добывающая скважина

 - нагнетательная скважина

Динамика добычи нефти по участку смешивающегося вытеснения Миннибаевской площади

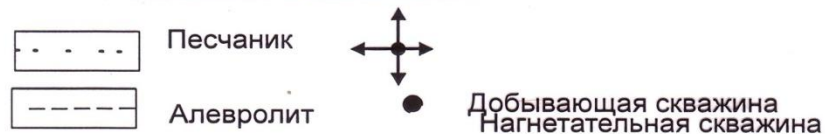


Опытные участки Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения по испытанию периодической закачки газа и воды

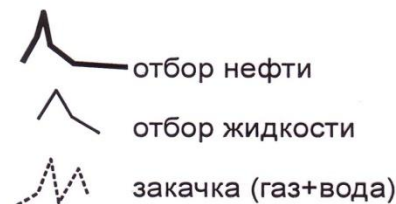
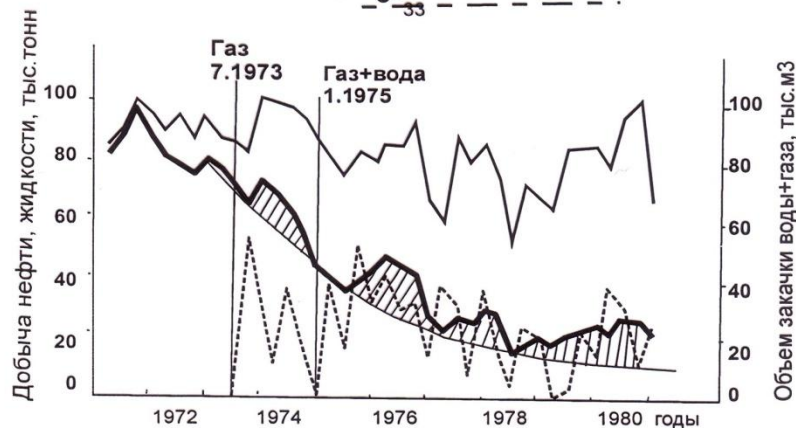


Дата закачки 01.1975-09.1979
 Объем закачки газа- 30351 м^3 газа
 3,0% . $V_{\text{пор}}$
 $V_{\text{пор}} = 9046,9$ тыс. м^3
 $Q = 102$ тыс. т
 $V = 44,2\%$

Условные обозначения:



а) Схема расположения скважин



б) Динамика показателей разработки опытного участка Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения

Характеристика вытеснения по участку периодической закачки газа и воды Миннибаевской площади

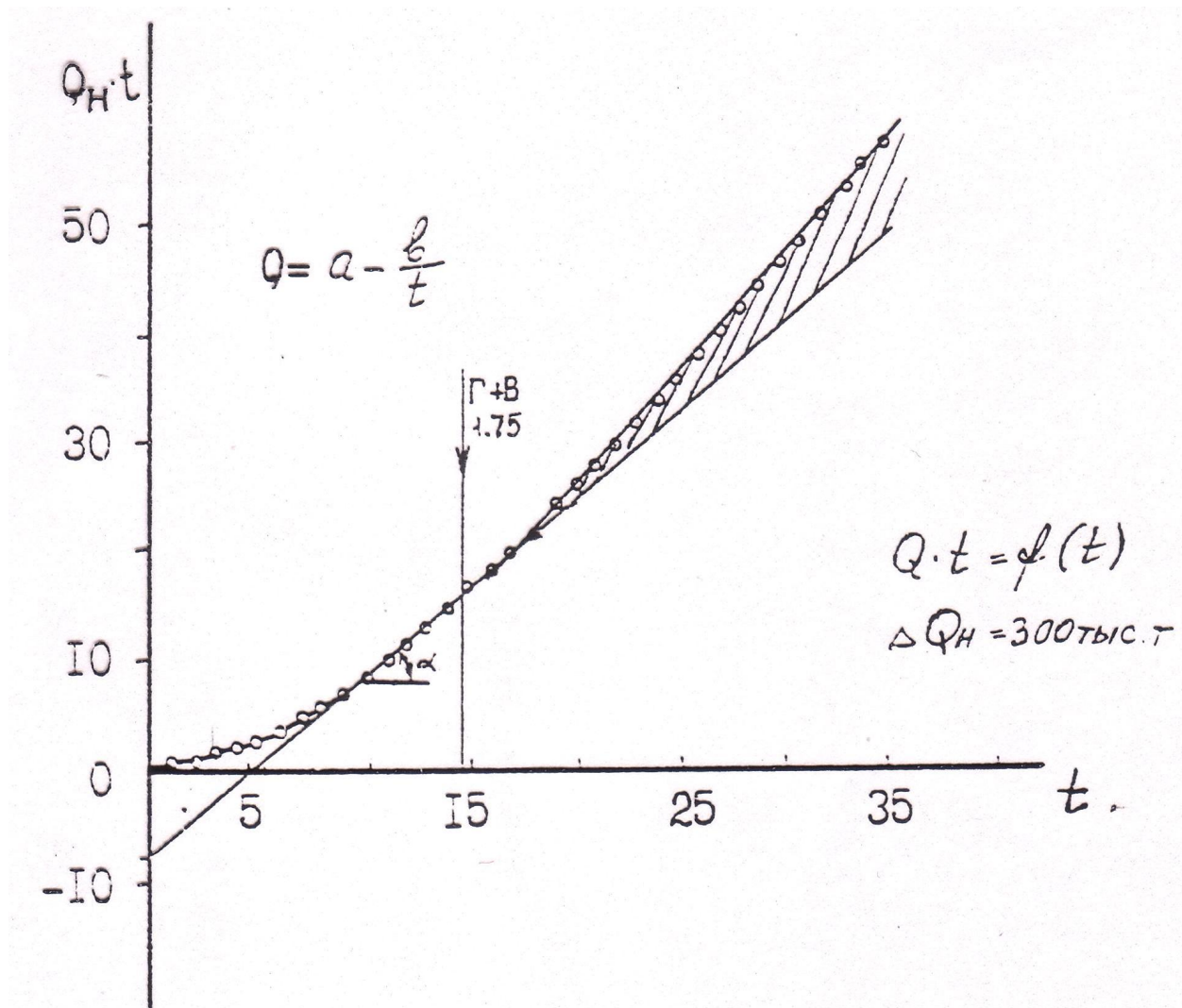
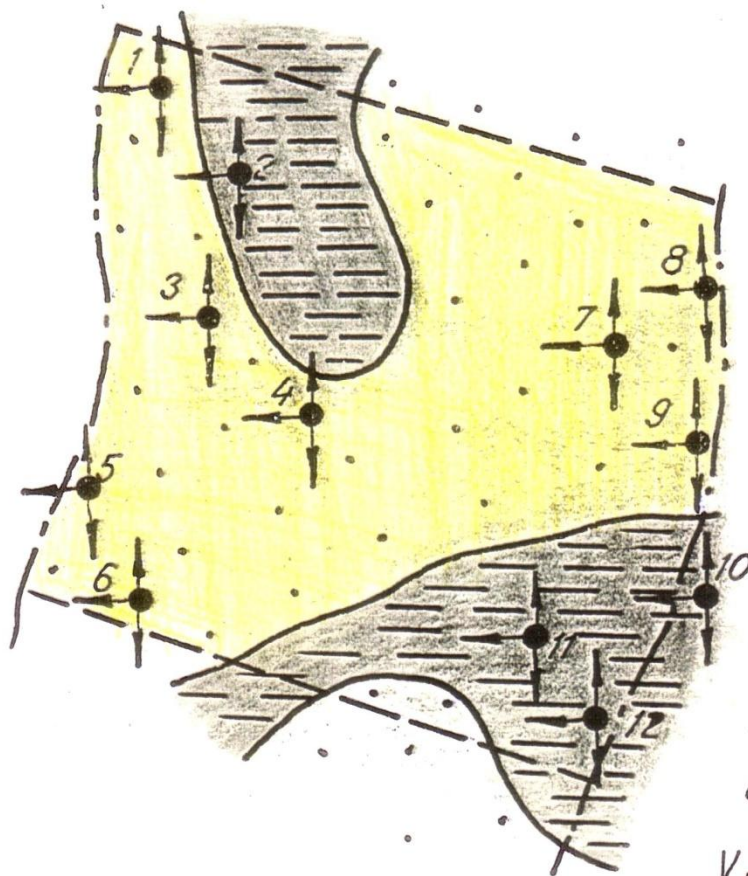
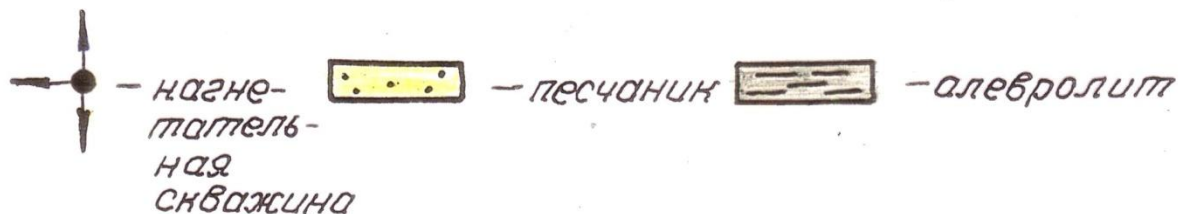


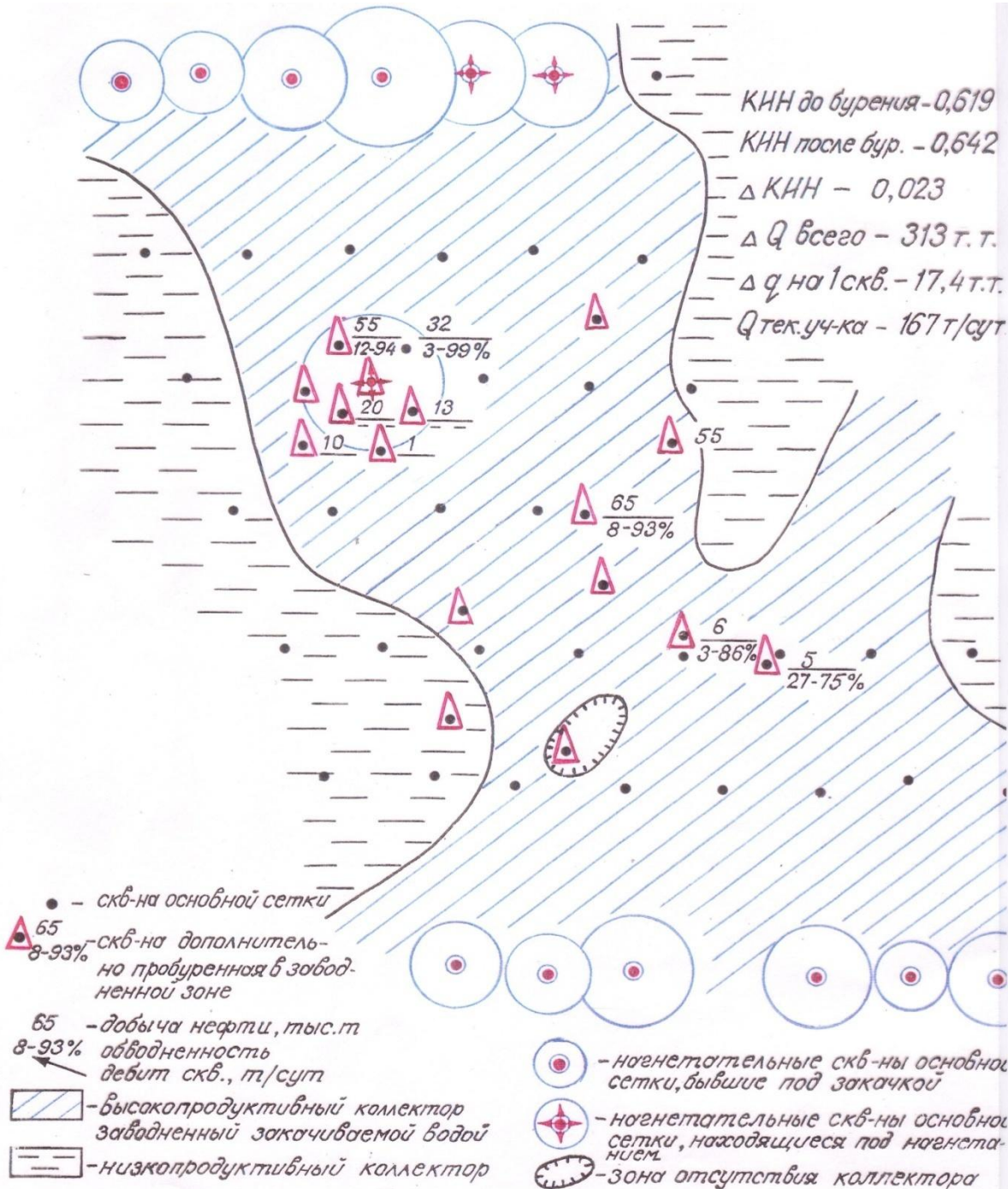
Схема расположения нагнетательных скважин участка по закачке CO₂ Елабужского месторождения



07. 1987- 01.90
108.3 тыс. т. CO₂
в. 5% вес. V_{пор.}
V_{пор.} = 7906, 3 тыс. м³
Q = 2025, 4 тыс. т, B = 86, 0 %



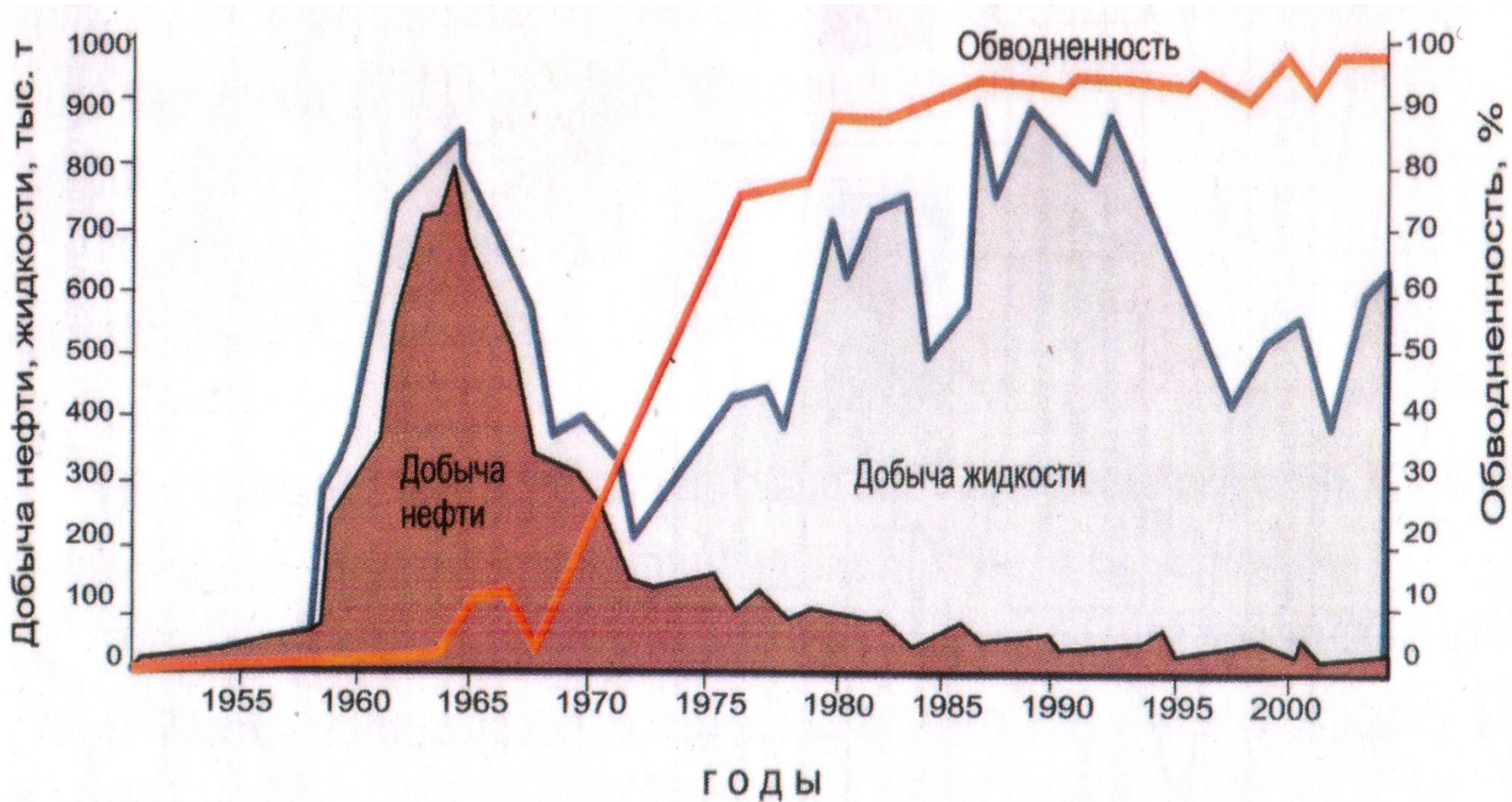
Четвертичные МУН



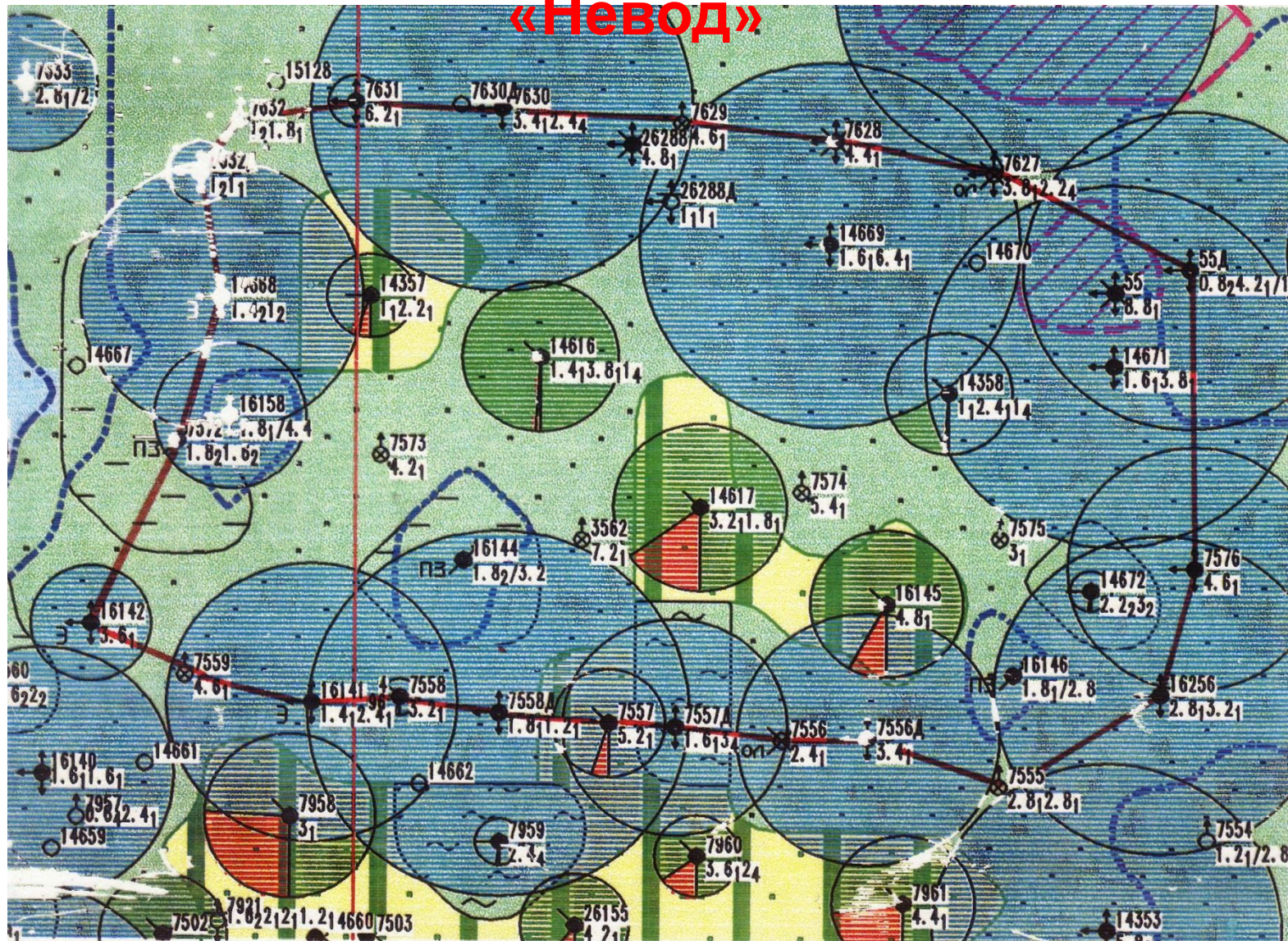
Эффективность выработки запасов нефти из заповедных участков Центрально-Азнакаевской площади

Центрально-Азнаукаевская площадь Гомашкинского месторождения.

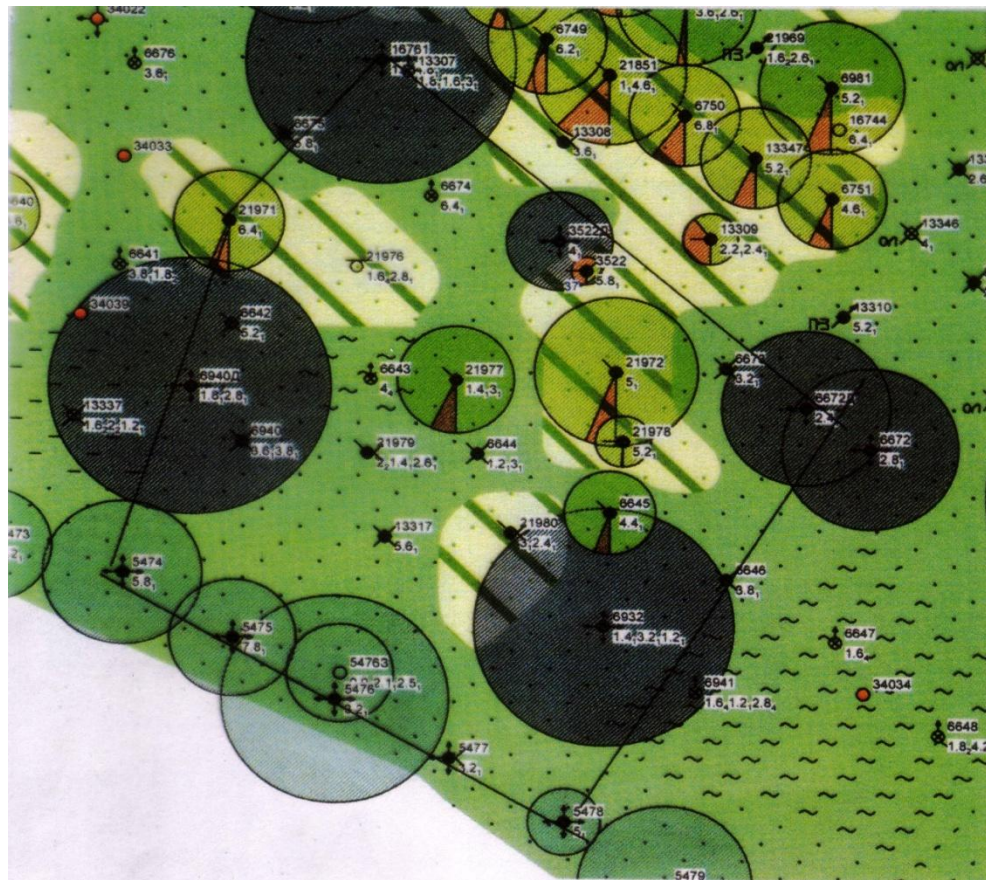
Опытный участок по применению технологии АСКУ – ВП



Ташлиярская площадь, опытный участок №1 по программе «Невод»



Опытный участок по выработке остаточных запасов нефти по программе «Невод» Чишминской площади Ромашкинского месторождения



а)

а) карта разработки опытного участка Чишминской площади

б) график разработки по опытному участку

