



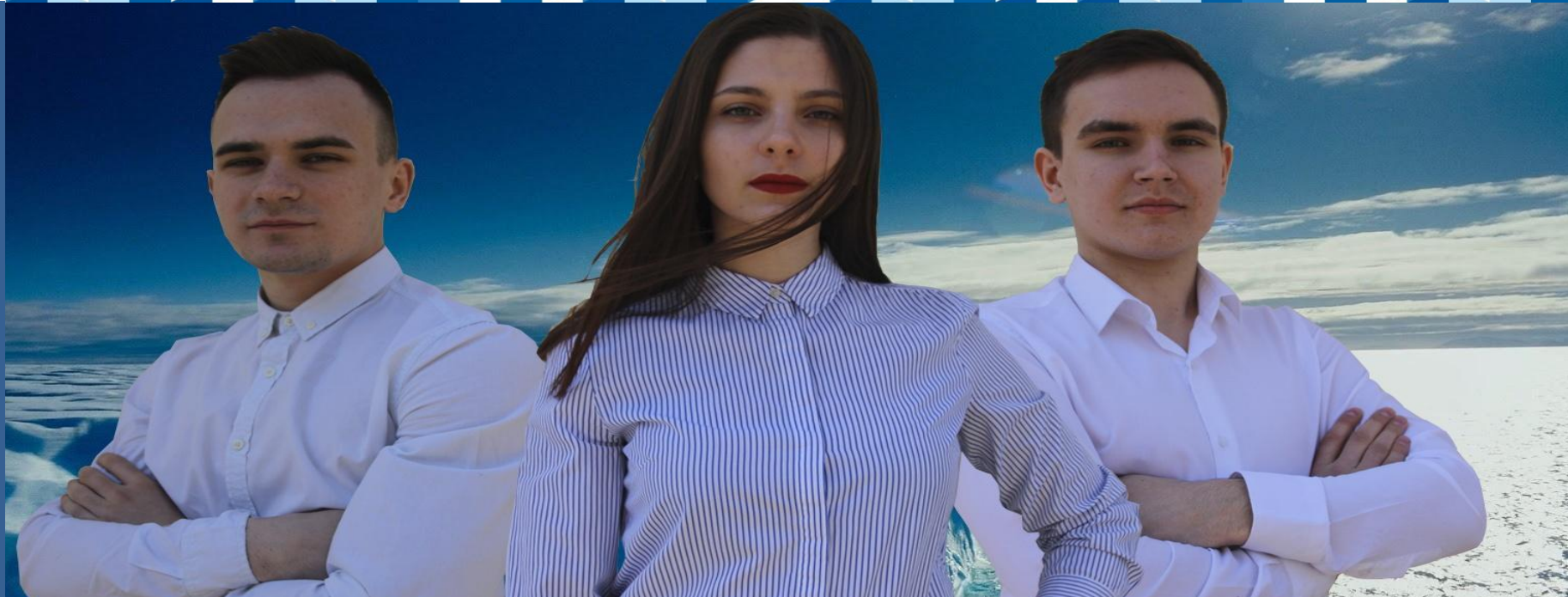
Проект эффективной разработки месторождения «СНЕЖНОЕ»



Гидроразрыв головного мозга
Капитан : Костюченко Кристина

Международный инженерный чемпионат «CASE-IN».
«Студенческая лига»





Мельников Арсений Алексеевич
4-НТФ-7, кафедра «РиЭНиГМ»
Arcedon@inbox.ru



Костюченко Кристина
4-НТФ-5, кафедра «РиЭНиГМ»



Лихошерстов Дмитрий Геннадиевич
4-НТФ-4а, кафедра «ТТ»





География



- Расположено в юго-восточном районе Печорского моря;
- Расстояние от берега порядка 10-20 км;
- Глубины моря на данном участке составляют от 14 до 22 м.



Инфраструктура



- Аэропорт способен принять самолеты, имеющие максимальную взлетную массу 10-30 тонн, вертолеты всех классов;
- Покрытие аэропорта нежесткое с очень низкой прочностью и малым коэффициентом упругости;
- Работа морского порта с 1-ого июня по 30 ноября;
- Отсутствует инфраструктура по переработке и транспорту в районе поселка Снежный.

Геология



Шельф Печорского моря в районе месторождения в геологическом отношении является продолжением Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

*Нефти ТПП в основном метанонафтового состава, парафинистые (2-5%), реже высокопарафинистые (6-23,4%), очень редко малопарафинистые (2%). Содержание S 0,1-3%. Высокосернистые нефти выявлены в карбонатных отложениях силура, верхнего девона, карбона — нижней перми и триаса вала Сорокина. Плотность нефтей 807-981 кг/м³. Свободные газы метановые, из неуглеводородных компонентов содержат N₂ и CO₂. Некоторые попутные газы — углеводородно-азотного состава. Конденсат плотностью 672-790 кг/м³ содержится во многих газовых залежах в количествах 10-415 г/м³.

Климат

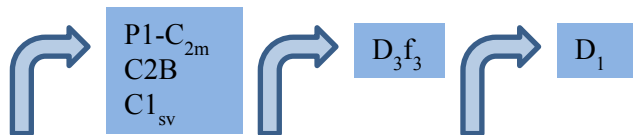


- Высота ледяного покрова до 2 м;
- 6-8 месяцев в году сохраняется ледяной покров;
- Средняя скорость ветра зимой 15 м/с.





Технология



Объекты разработки

Факторы, влияющие на выбор объектов

Проницаемость;

Вязкость;

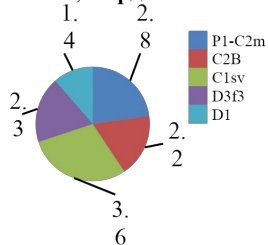
Глубина залегания;

Расчлененность пласта;

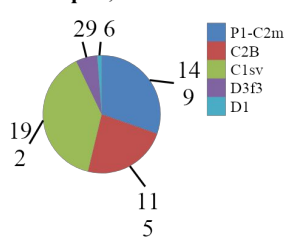
Тип коллектора;

За
па
сы

Газа, млрд. тонн



Нефти, млн. тонн

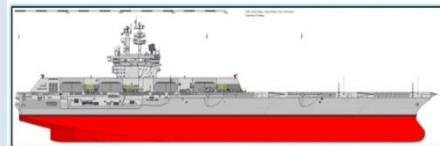


Нефти -454 млн.тонн

Газа -12,5 млрд.тонн



Образование искусственного «ледника» путем «намораживания» льда с применением азотных станций с змеевиками



Весь рабочий персонал проживает в каютах судна

Оборудование размещено на судне с ядерной энергетической установкой

Данная технология имеет множество путей реализации бурения, добычи, транспортировки и хранения УВ сырья.

Возможность использовать судна, отработавшие свой нормативный срок эксплуатации

Преимущества

Недостатки

Высокие $Q_{ж}$

Большие затраты эл. энергии

Создание различной депрессии на каждый пласт

Чувствительность к выделению газа





Наклонно направленное бурение с применением РУС

Скорость

Зарезка с вертикальной
отметки, открытого ствола
и цементного моста

Бурение любых
диаметров скважин

Простота и
надежность

Способ
доставки

Преимущества

Технология

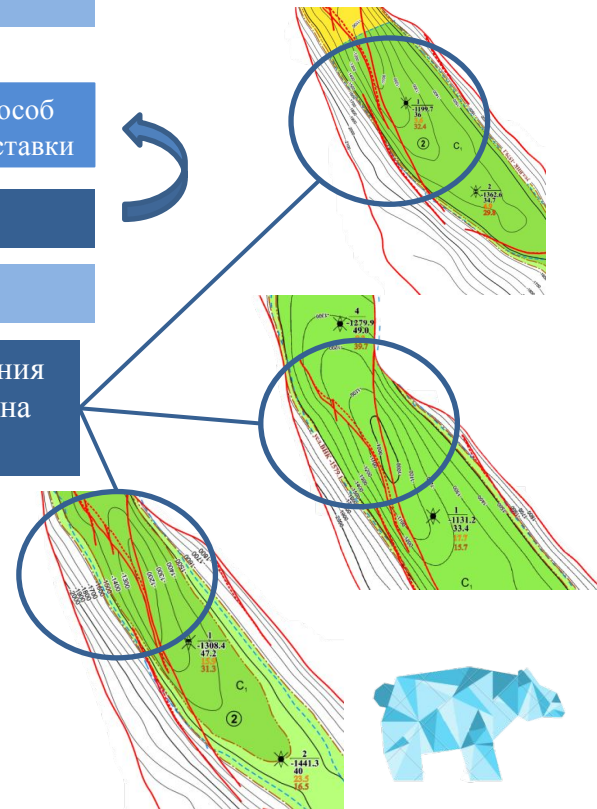
Высокая скорость
проходки

Направление бурение
перпендикулярно слоям
горных пород

Места наслоения
крыльев друг на
друга

Искривление скважин по
азимуту у продуктивного
пропластка

Высокие дебиты при
фонтанном способе
добычи

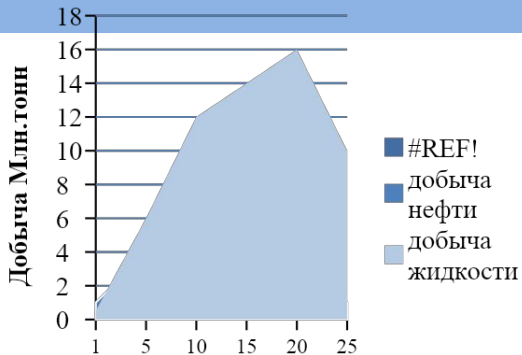




Объекты разработки

P1-C_{2m}
C2B
C1_{sv}

КИН:
0,209



D₁

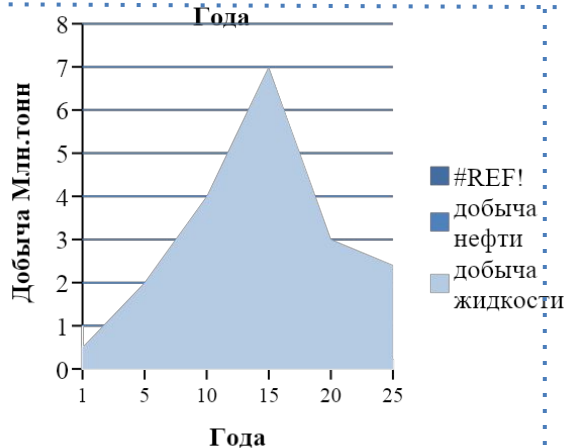
КИН:
0,318



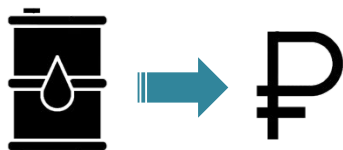
*Расчет произведен по методике института «Гипровосток нефть»

D_{3f3}

КИН:
0,264

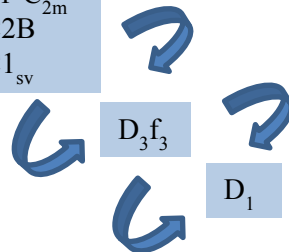


Итого, млн. т






Последовательность ввода в разработку эксплуатационных объектов

P1-C_{2m}
C2B
C1_{sv}





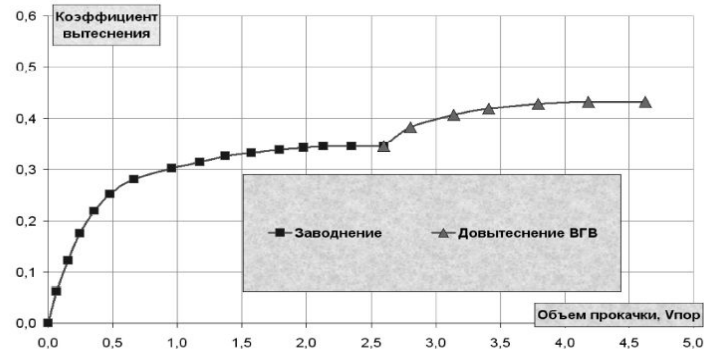


Выбор третичного метода увеличения нефтеотдачи

Полимерное заводнение	Внутрипластовое горение	Водогазовое воздействие
<ul style="list-style-type: none"> •Трещиноватый коллектор; •Средняя вязкость нефти; 	<ul style="list-style-type: none"> •Средняя вязкость; •Потери бензиновых фракций при горении ; •Сложность управления процессом; •Необходимость принятия мер по охране окружающей среды 	<ul style="list-style-type: none"> •Позволяет утилизировать попутно добываемый с нефтью газ; •Ограничивает темпы прорыва воды в добывающие скважины; •Повышение коэффициент вытеснения и охвата пластов. 

Методы увеличения нефтеотдачи

Опыт применения ВГВ	Рекомендации
<ul style="list-style-type: none"> •Самотлорское месторождение ; •Федоровское месторождение; •Журавелевско – Степановское месторождение; •Битковское месторождение; •Советское месторождение; •Ваховское.  <p>*Доп. добыча на самотлоре составила 1,5 млн. т.</p>	<ul style="list-style-type: none"> •Существует область оптимальных газосодержаний водогазовой смеси (25-75 %); •Рекомендуется использовать газ первой ступени, тк при различных технологиях применения ВГВ концентрация C_3 и выше не может достигать 5%, а в газе второй ступени нижележащий пластов может содержаться сероводород. 



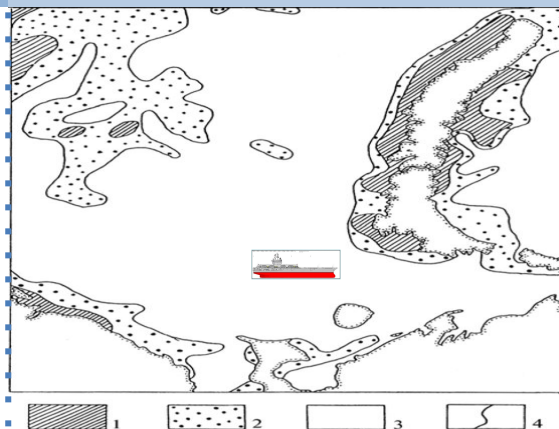
Применение ВГВ как метода повышения нефтеотдачи: зависимость коэффициента вытеснения нефти (фильтрационный аналог КНН) от количества прокачаных через пласт объемов жидкости (модель пласта – естественный керн)



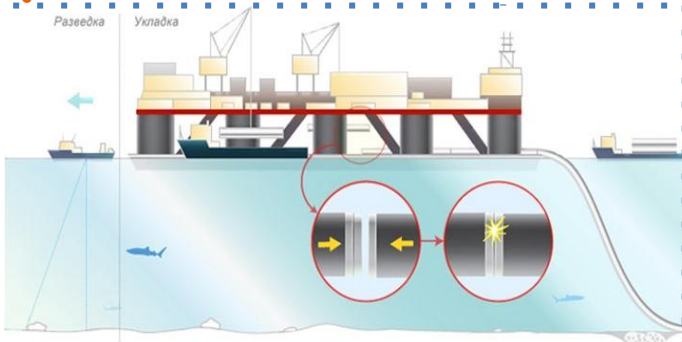
Схема организации авиационного сообщения

- Доставка вахтового персонала и сотрудников подрядных организаций чартерными рейсами на самолетах типа Ан-24 из базового пункта сбора г. Архангельск в аэропорт Варандей
- Обслуживание прилетающих пассажиров в существующем пассажирском терминале аэропорта Варандей
- Отправка вахтового персонала и сотрудников подрядных организаций вертолетами МИ-8 АМТ
- Резервная схема доставки персонала вертолетами

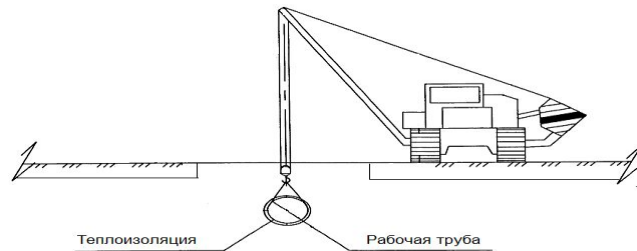
Оценка расположения с точки зрения сейсмоки



Варианты доставки добываемой продукции



Укладка
трубопроводов в
зависимости от
времени года





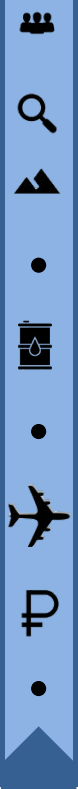


рл

Нефтегазовое дело



САМАРСКИЙ
ПОЛИТЕХ
Опорный университет





Спасибо за внимание!

**«Гидроразрыв головного мозга»
ФИО капитана
Контакты (e-mail, телефон)**





Параметры	Средние значения геолого-физических параметров Ванкорского месторождения			Критерии применимости									
				Гидродинамические методы	Физико-химические методы			Газовые методы			Тепловые методы	Микробиологические методы	
	Як-III-VII	Hx-I	Hx-III-IV	Заводнение	Нагнетание ПАВ	Нагнетание полимера	Нагнетание щелочи	Нагнетание CO ₂ (смеш.)	Нагнетание углеводородного газа (смеш)	Водогазовое воздействие	Нагнетание горячей воды	Активизация пластовой микрофлоры	Микробное (мелассное) заводнение
Тип коллектора	порový	порový	порový	порový	порový	порový	порový	порový	порový	порový	пор., трещ.	порový	тр.-пор., пор.
Глубина залегания, м	1671	2550	2750	нп	нп	нп	нп	900-6000	2000-6000	нп	30-2000	30-2000	0-1500
Угол падения, град.	0-3	0-3	0-3	0-5	0-5	0-5	0-5	0-90	0-90	0-90	0-5	нп	0-10
Начальное пластовое давление, МПа	15,9	25,4	27,1	нп	нп	нп	нп	8-55	25-55	нп	1-40	1-20	0-15
Начальная пластовая температура, °С	30	59	65	20-100	10-70	10-90	<150	20-200	20-200	20-100	0-50	20-80	20-60
Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	17,3	6,9	17,8	3-100	7-15	нп	нп	6-30	6-25/нп	6-25/нп	10-25	>1	3-100

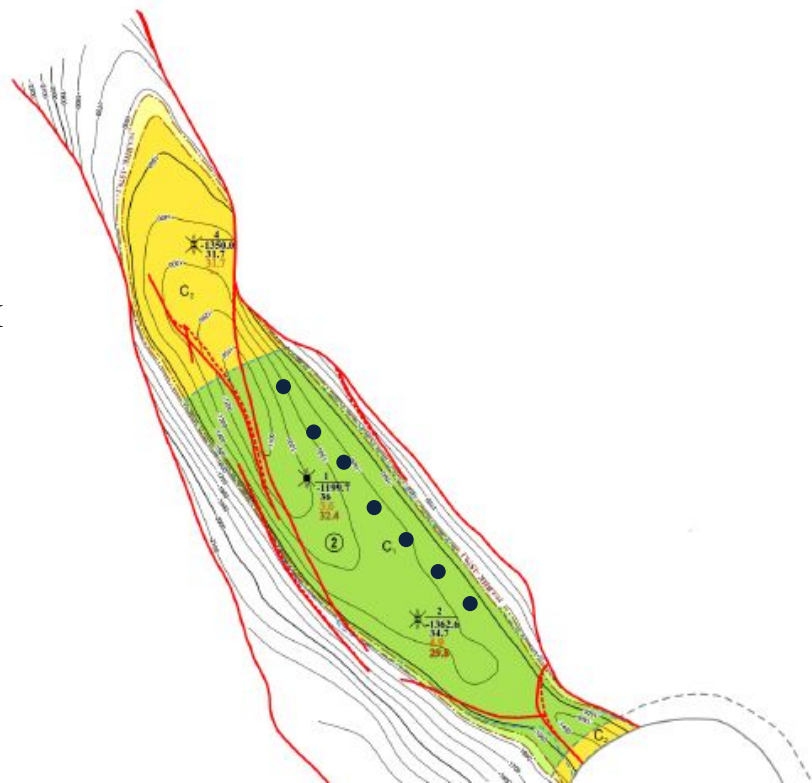
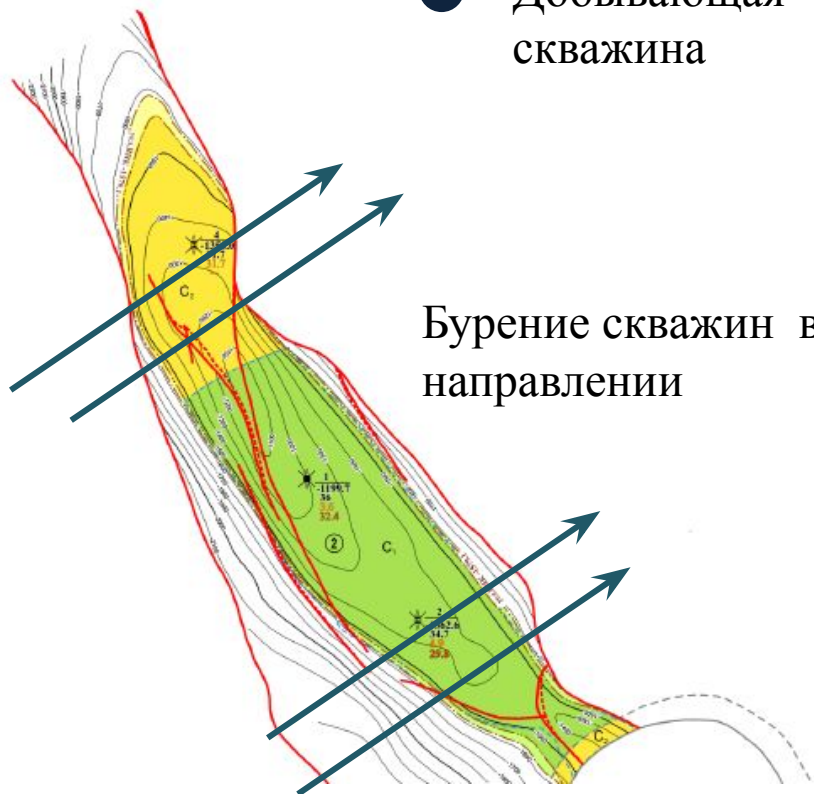


Проницаемость, мкм ²	0,42	0,024	0,128	0,1-5	0,1-2	0,1-2	>0,1	0,001-3	0,001-3	0,004-0,8	0,1-3	0,1-5	0,1-5
Коэффициент пористости, д.ед.	0,27	0,2	0,2	0,1-0,35	0,1-0,35	0,1-0,35	0,1-0,35	0,04-0,35	0,04-0,35	0,1-0,35	0,1-0,3	0,25-0,4	0,1-0,4
Глинистость, %	15	21,3	17,4	0-5	0-10	0-10	0-10	нп	нп	0-25	0-25	нп	нп
Коэффициент нефтенасыщенности, д.ед.	0,61	0,47	0,54	0,7-1	0,7-1	0,5-1	0,6-1	0,25-1	0,4-1	0,4 -1	0,7-1	0,7-1	0,5-1
Плотность пластовой нефти, кг/м ³	850	693	688	650-1000	800-950	820-950	нп	650-880	650-880	650-950	850-1000	650-880	650-900
Вязкость пластовой нефти, мПа*с	8,7	0,6	0,5	0,1-25	0,1-60	10-100	0,1-40	0,01-15	0,4-20	0,1-100	15-100	0,1-20	0,1-60
Массовое содержание													
АСВ, %	8,96	4,38	5,74	нп	0-40	нп	нп	0-15	нп	нп	0-40	0-40	0-40
парафинов, %	0,9	4,2	3,8	0-5,5	0-2	нп	нп	0-30	нп	нп	0-30	0-30	0-30
Общая минерализация воды, г/л	13,5	12	10	нп	0-25	0-20	0-50	нп	нп	нп	нп	0-20	0-100
Жесткость пластовой воды, г/л	5,5	1,5	1,7	нп	0-5	0-5	0-0,025	нп	нп	нп	нп	0-5	нп
Заключение о применимости метода				метод применим	метод не применим	метод не применим	метод не применим	метод не применим	метод применим	метод применим	метод не применим	метод не применим	метод не применим



● Добывающая скважина

Бурение скважин в заданном направлении



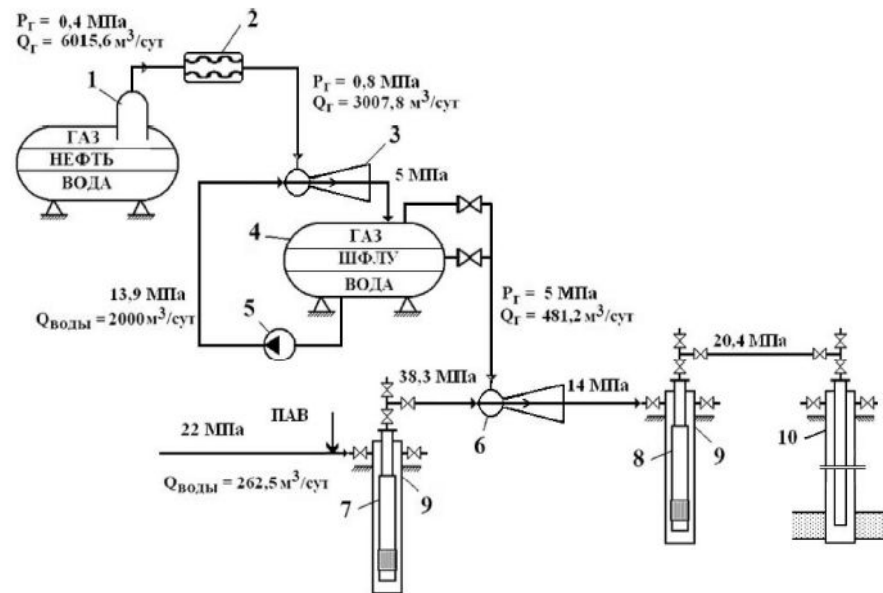
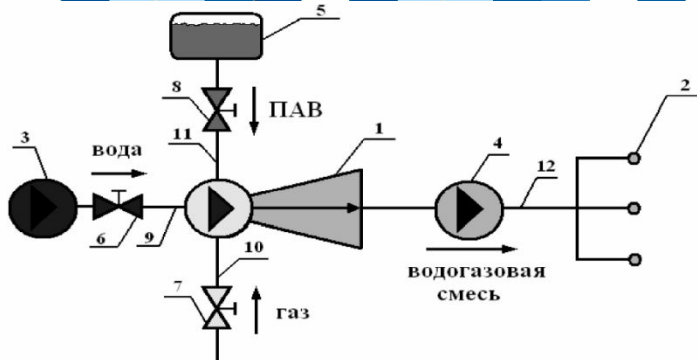
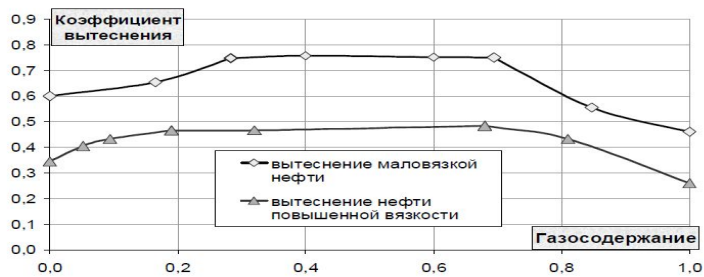


Рис. 2. Принципиальная схема реализации насосно-эжекторной технологии ВГВ:
1 – эжектор; 2 – нагнетательные скважины; 3 и 4 – насосы; 5 – емкость с ПАВ; 6, 7 и 8 – регули-
руемые задвижки; 9 – линия нагнетания воды; 10 – газовая линия; 11 – линия подачи ПАВ; 12 –
линия закачки водогазовой смеси



Одна из схем реализации насосно-эжекторной технологии водогазового воздействия на пласт:

1 – трехфазный сепаратор; 2 – винтовой компрессор; 3 – эжектор первой ступени; 4 – емкость высокого давления (5 МПа); 5 – подпорный насос первой ступени ВНН8-2000; 6 – эжектор второй ступени; 7 – подпорный насос второй ступени ЭЦН7А-340; 8 – дожимной насос ЭЦНП7-470; 9 – шурф; 10 – нагнетательная скважина