

НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ МОРСКИХ И ШЕЛЬФОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ



Составитель:
Студент группы НГД-15
Омельяненко В.С.

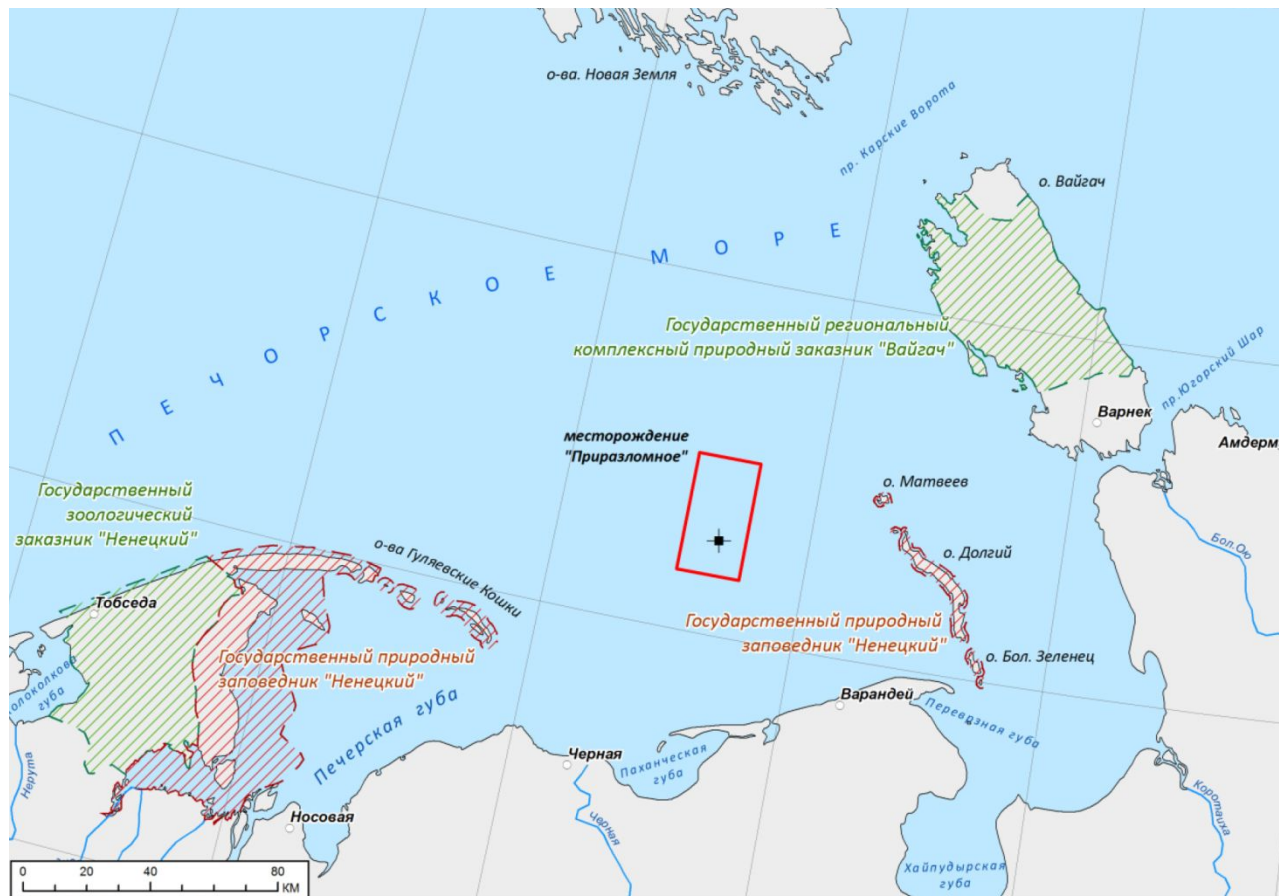
ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

ЦЕЛЬ

Изучение технологического оборудования и его рациональная компоновка на добычном комплексе для эксплуатации и обслуживания месторождения «Приразломное»

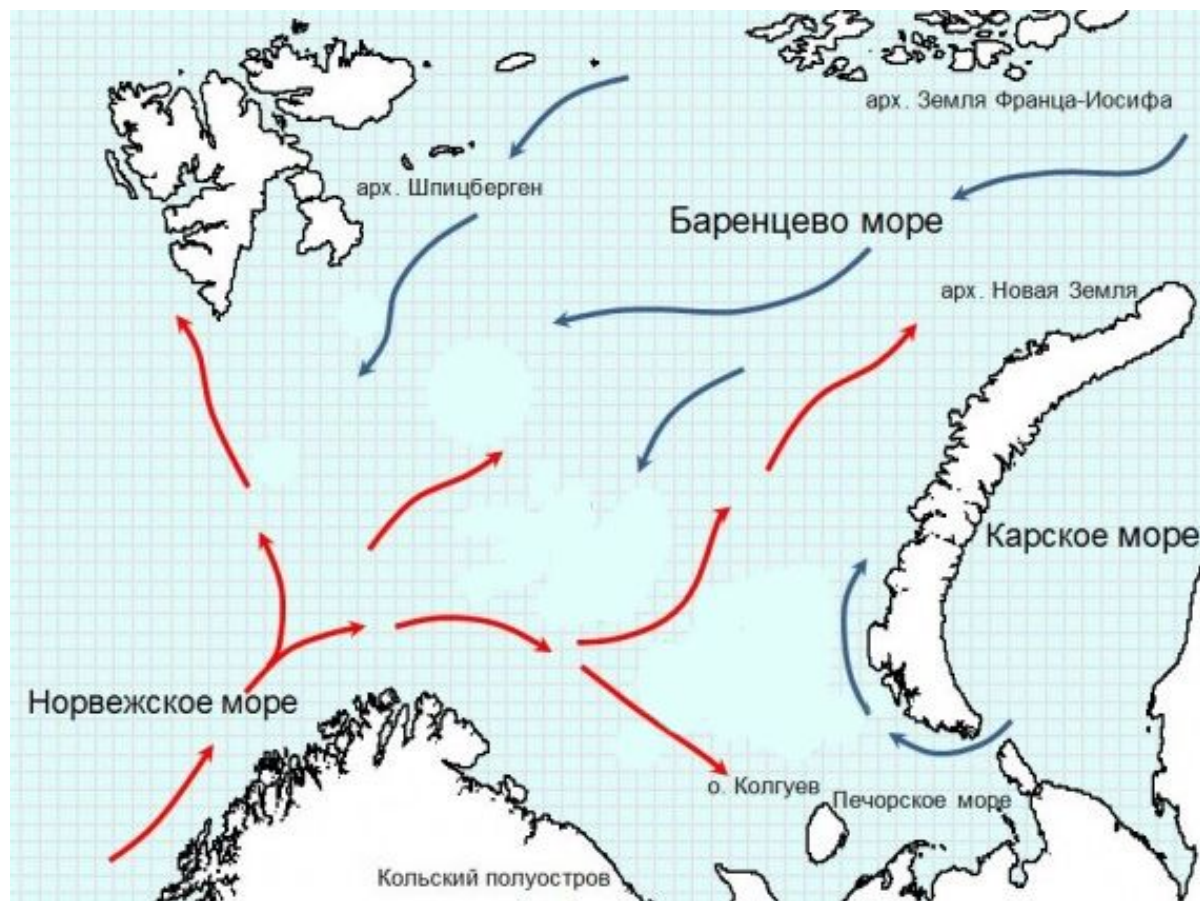
РЕШАЕМЫЕ ЗАДАЧИ

1. Провести выбор оборудования для внутрискважинного сепаратора
2. Произвести расчет производительности внутрискважинной гидроциклонной установки
3. Рассчитать экономический эффект от использования предлагаемой технологии



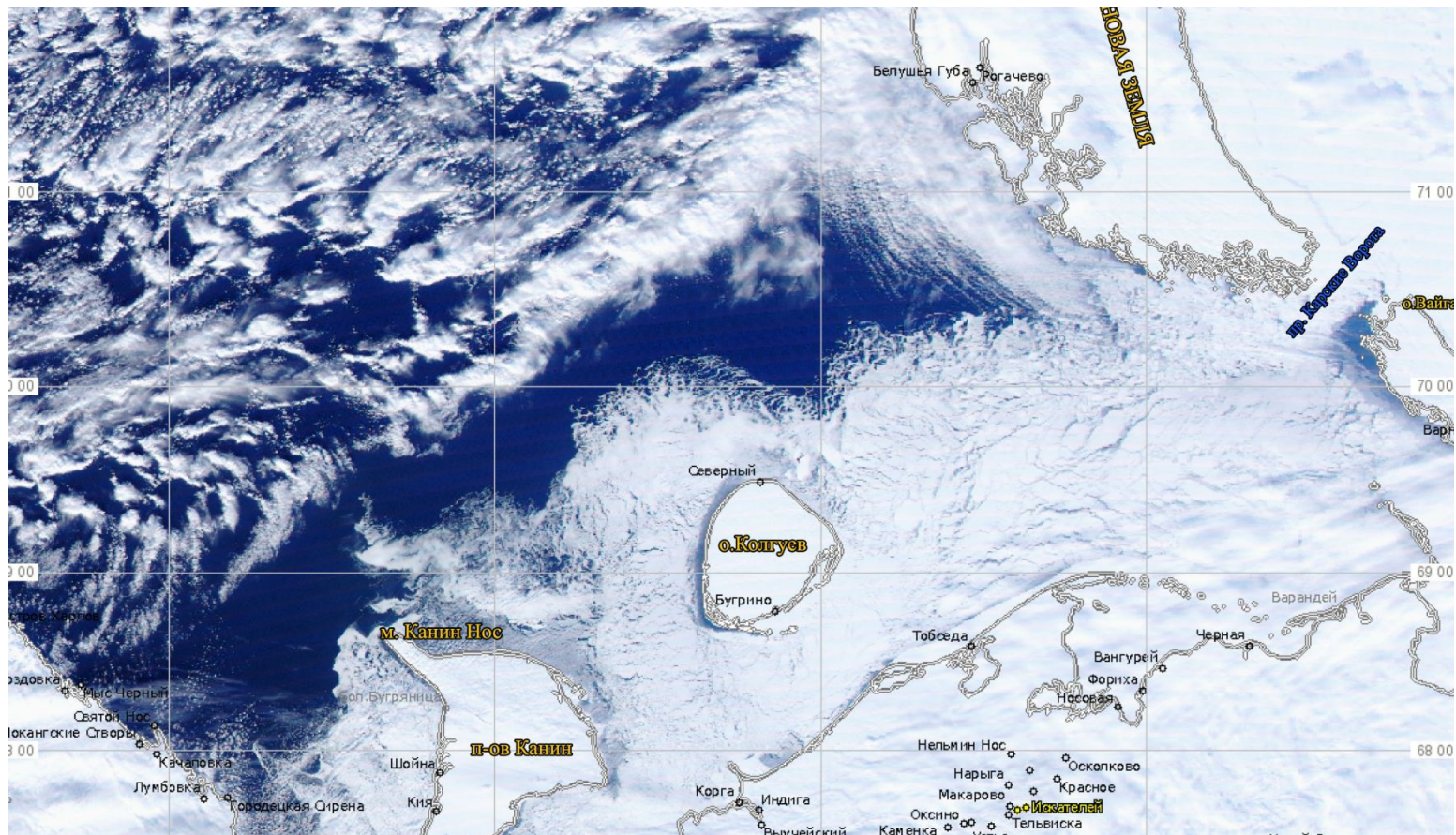
Местоположение объекта

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ



Метеорологические условия

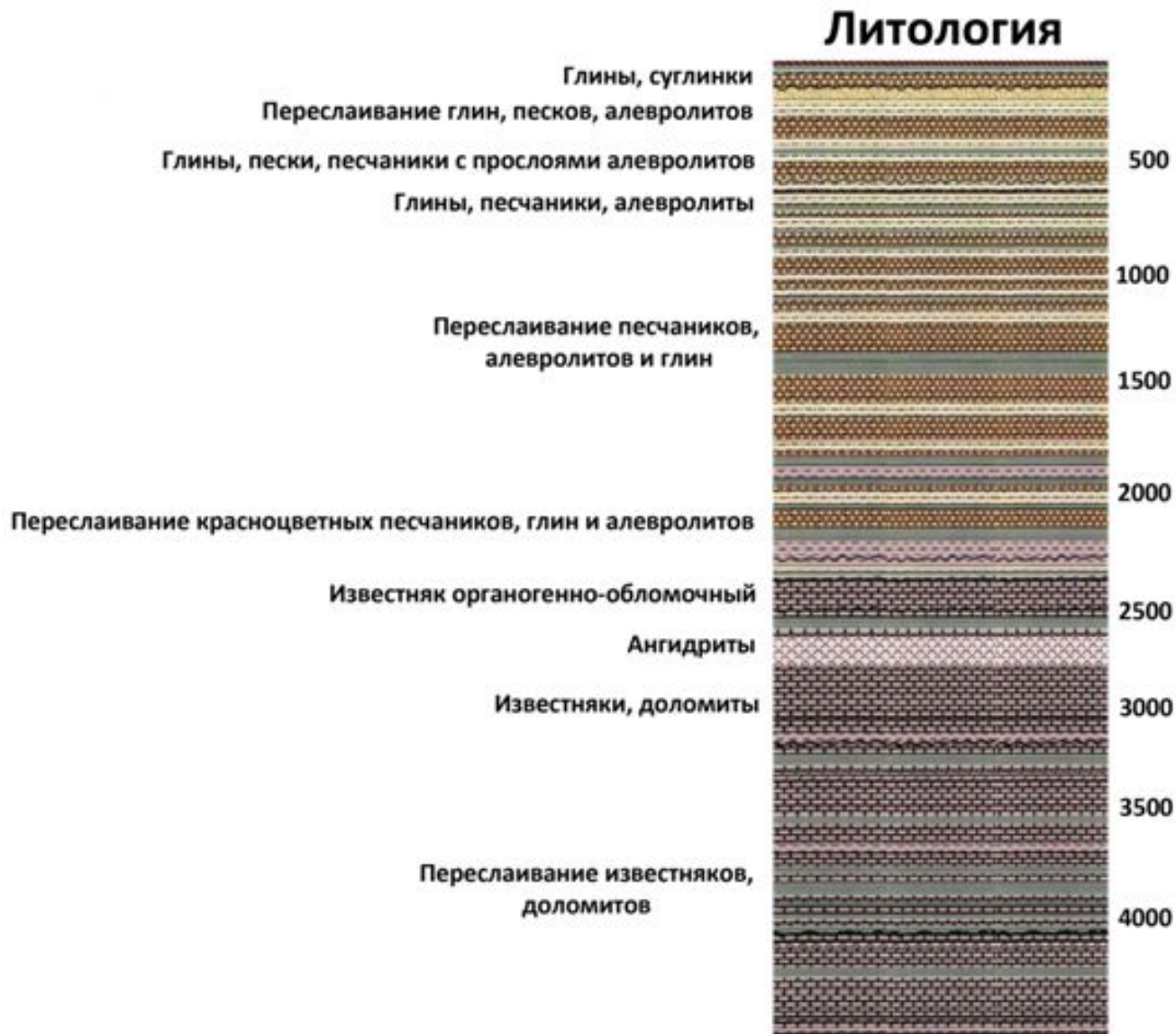
ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

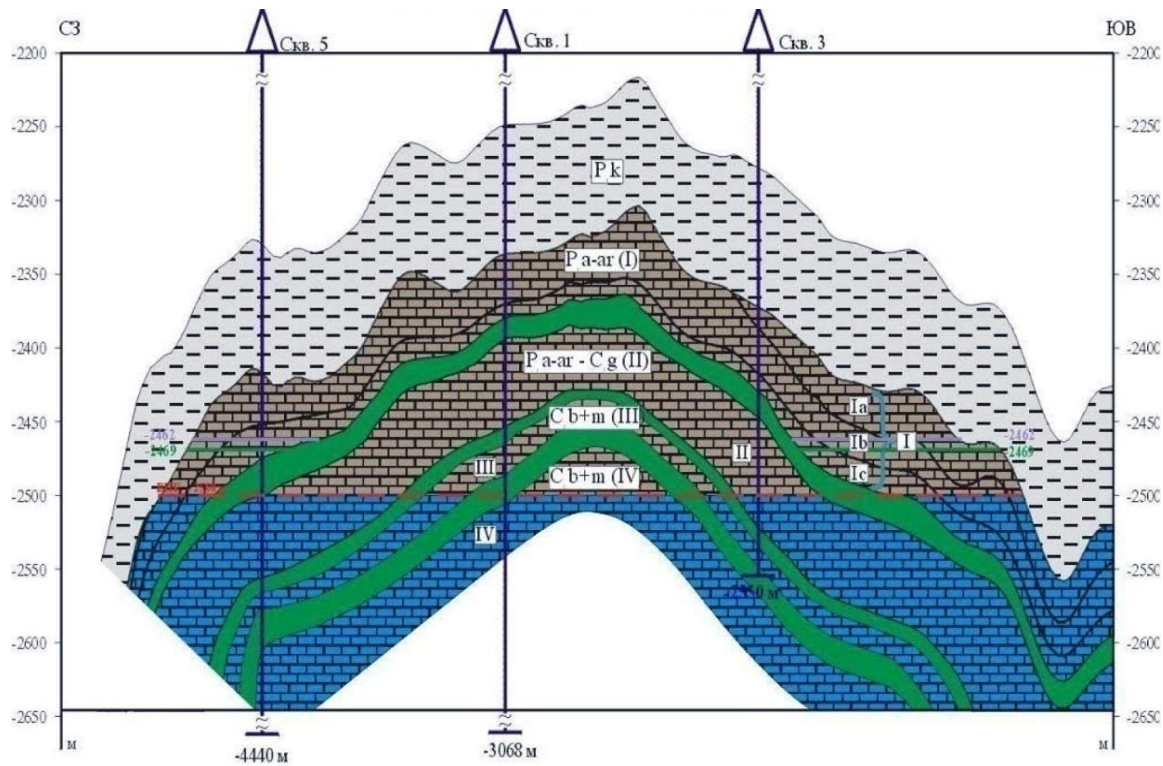


Ледовая обстановка

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ





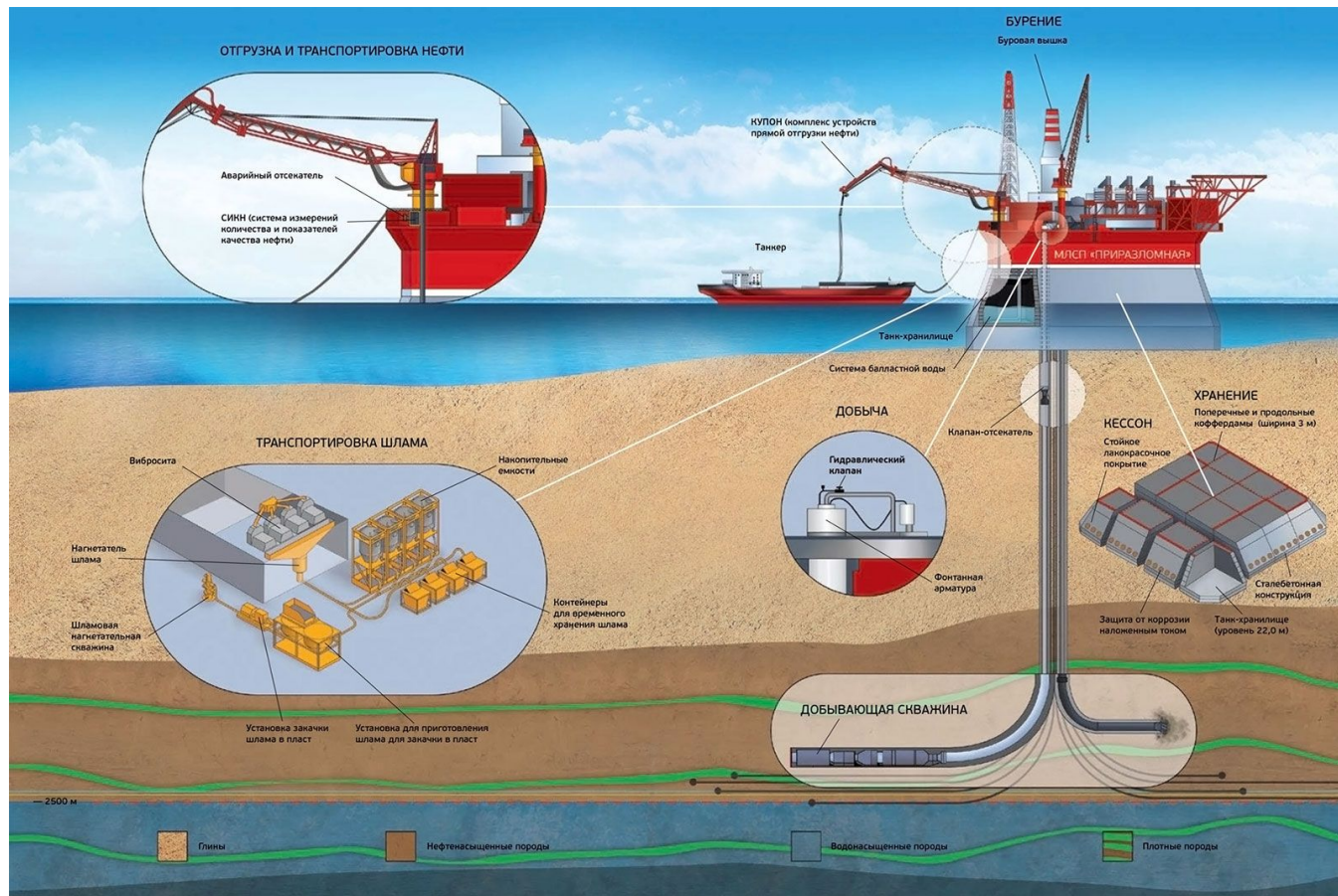
Условные обозначения:

- | | | | |
|--|------------------------|--|--|
| | глины | | граница легкой(вверху) и тяжелой нефти (-2462 м) |
| | нефтенасыщенные породы | | граница запасов нефти, подготовленных к разработке (-2469 м) |
| | водонасыщенные породы | | вода-нефтяной контакт (-2500 м) |
| | плотные породы | | тектонические нарушения |



Нефтегазопромысловая характеристика

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ



Основные сведения о проекте

ДЕЙСТВУЮЩЕЕ ПРОЕКТНОЕ РЕШЕНИЕ

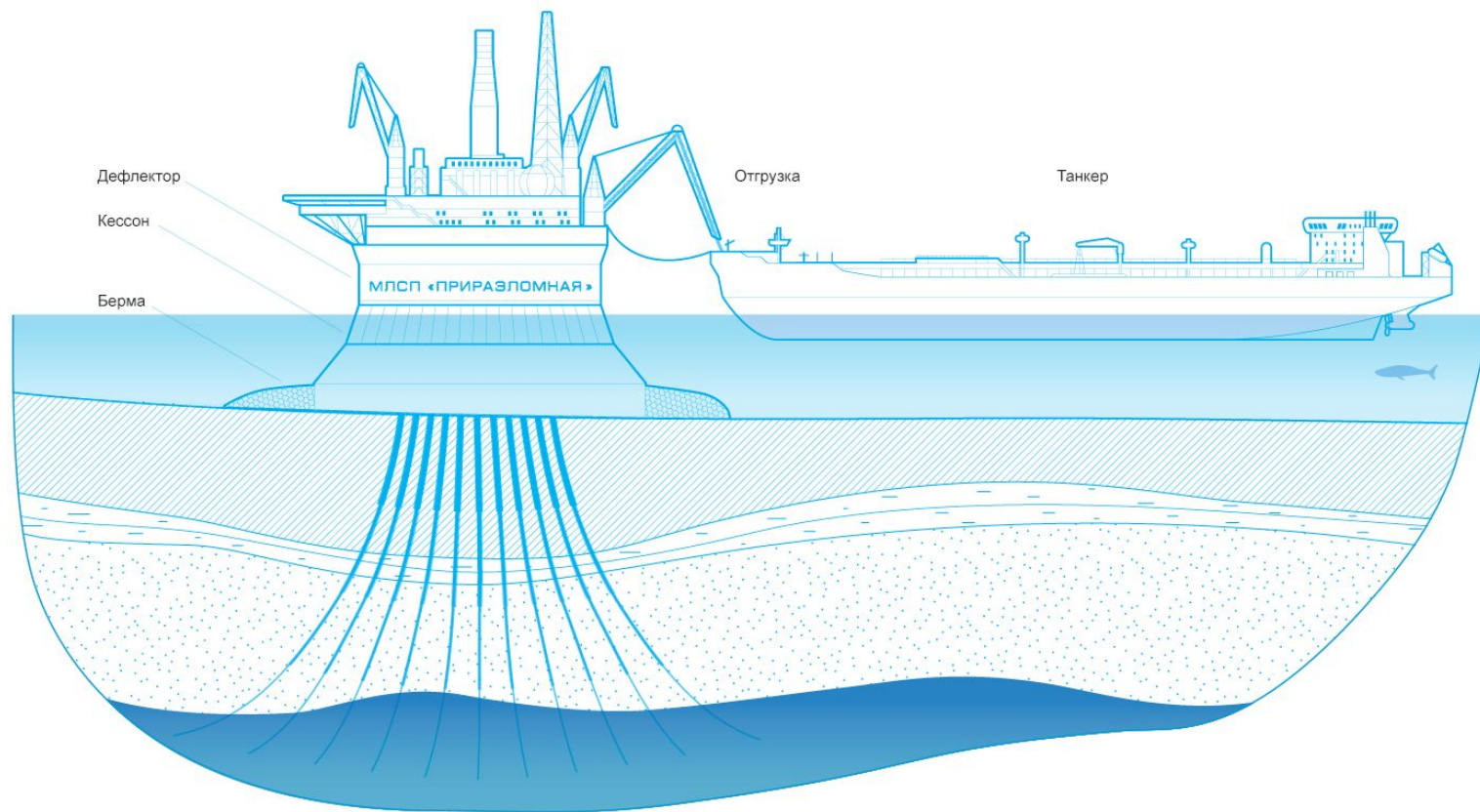
ГРАФИК РАБОТ ПО ПРОЕКТУ



Суммарное количество времени, необходимое для строительства 36 скважин составляет:

- 1-й год – 122 суток
- 2-й год – 365 суток
- 3-й год – 365 суток
- 4-й год – 365 суток
- 5-й год – 365 суток
- 6-й год – 365 суток
- 7-й год – 365 суток
- 8-й год – 365 суток
- 9-й год – 262,1 суток

Год начала бурения	№№ скважин	Глубина, м		Продолжительность строительства скважины, сут.	Назначение скважины
		по вертикали	по стволу		
1	2	3	4	5	6
1	PHS2	2495	3520	69,10	добывающая
1	IHS1	2599	4900	82,80	нагнетательная
2	SHL1	1910	2992	44,30	специальная нагнетательная
2	PHS1	2489	3592	66,60	добывающая
2	IHS2	2470	4717	80,60	нагнетательная
2	PHS3	2443	3790	71,60	добывающая
2	PHS4	2502	3750	74,50	добывающая
3	IH1	2443	3547	66,00	нагнетательная
3	IH2	2392	3614	66,80	нагнетательная
3	PH6	2412	3911	72,20	добывающая
3	PH12	2426	4235	74,50	добывающая
3	PV1	2904	3002	62,80	добывающая
3	PHS5	2479	3614	67,00	добывающая
4	IH13	2587	4490	75,40	нагнетательная
4	PH1	2475	3867	68,90	добывающая
4	IH4	2540	4364	76,60	нагнетательная
4	PH7	2399	4124	75,00	добывающая
4	IH7	2588	4750	79,40	нагнетательная
5	PH11	2460	4538	78,70	добывающая
5	IH3	2410	3895	72,60	нагнетательная
5	PH2	2509	4368	76,50	добывающая
5	IH8	2585	4647	81,30	нагнетательная
6	PH10	2475	5258	86,30	добывающая
6	PH3	2500	4747	80,70	добывающая
6	PH8	2487	5015	83,60	добывающая
6	IH5	2503	5264	84,60	нагнетательная
7	IH6	2580	5368	85,70	нагнетательная
7	P13+P13A	2462/2488	4986/5040	116,60	добывающая двухзабойная
7	PH4	2510	5874	93,70	добывающая
7	PH9	2523	5995	95,70	добывающая
8	IH9	2581	5694	90,00	нагнетательная
8	P5+P5A	2519/2519	7093/7323	149,80	добывающая двухзабойная
9	IHS3	2565	6299	97,60	нагнетательная
9	IH12	2572	5524	88,50	нагнетательная
9	IH10	2580	6830	101,60	нагнетательная
9	IH11	2551	6814	101,50	нагнетательная



МЛСП «Приразломная»

ДЕЙСТВУЮЩЕЕ ПРОЕКТНОЕ РЕШЕНИЕ



МЛСП «Приразломная»

ДЕЙСТВУЮЩЕЕ ПРОЕКТНОЕ РЕШЕНИЕ

Показатель	ПБТ-1,6М	ПБТ-1,6МЖ	ПБТ-1,6МК
Номинальная тепловая мощность, МВт (Гкал)	1,86 (1,6)	1,86 (1,6)	1,86 (1,6)
Нагреваемая среда	нефть, газ, пластовая вода и их смеси		
Производительность по нефтяной эмульсии с содержанием воды 30% мас. кг/с (т/сут)	18,5 (1600)	18 (1600)	18,5 (1600)
Давление в продуктовой змеевике, МПа:			
▪ рабочее, не более	6,3* (63)	6,3* (63)	6,3* (63)
▪ перепад давления в змеевике, не более	0,35 (3,5)*	0,35 (3,5)*	0,35 (3,5)*
Температура, +°С:			
▪ продукта на входе/выходе	5/70	5/70	5/70
▪ промежуточного теплоносителя (пресная вода), не более	95	95	95
Топливо	природный или попутный нефтяной газ Q _{нр} = 35-60 МДж/нм ³	товарная нефть Q _{нр} = 25-46 МДж/л	природный или попутный нефтяной газ Q _{нр} = 35-60 МДж/нм ³ /товарная нефть Q _{нр} = 25-46 МДж/л
Расход топлива, ном.	215 нм ³ /ч (Q _{нр} =35 МДж/нм ³)	210 л/ч (Q _{нр} =40 МДж/л)	215 нм ³ /ч (Q _{нр} =35 МДж/нм ³)/ 210 л/ч(Q _{нр} = 40 МДж/л)
КПД, %, не менее	80		
Потребляемая электрическая мощность, кВт, не более	5,0**	12**	5**
Габаритные размеры в собранном виде (Д х Ш х В), м	11,77х 3,47х 3,95	12,64х 8,6х 3,95	11,92х 3,47х 3,95
Масса, т	18	18	18



Технические характеристики подогревателя блочного ПБТ – 1,6МЖ

ДЕЙСТВУЮЩЕЕ ПРОЕКТНОЕ РЕШЕНИЕ

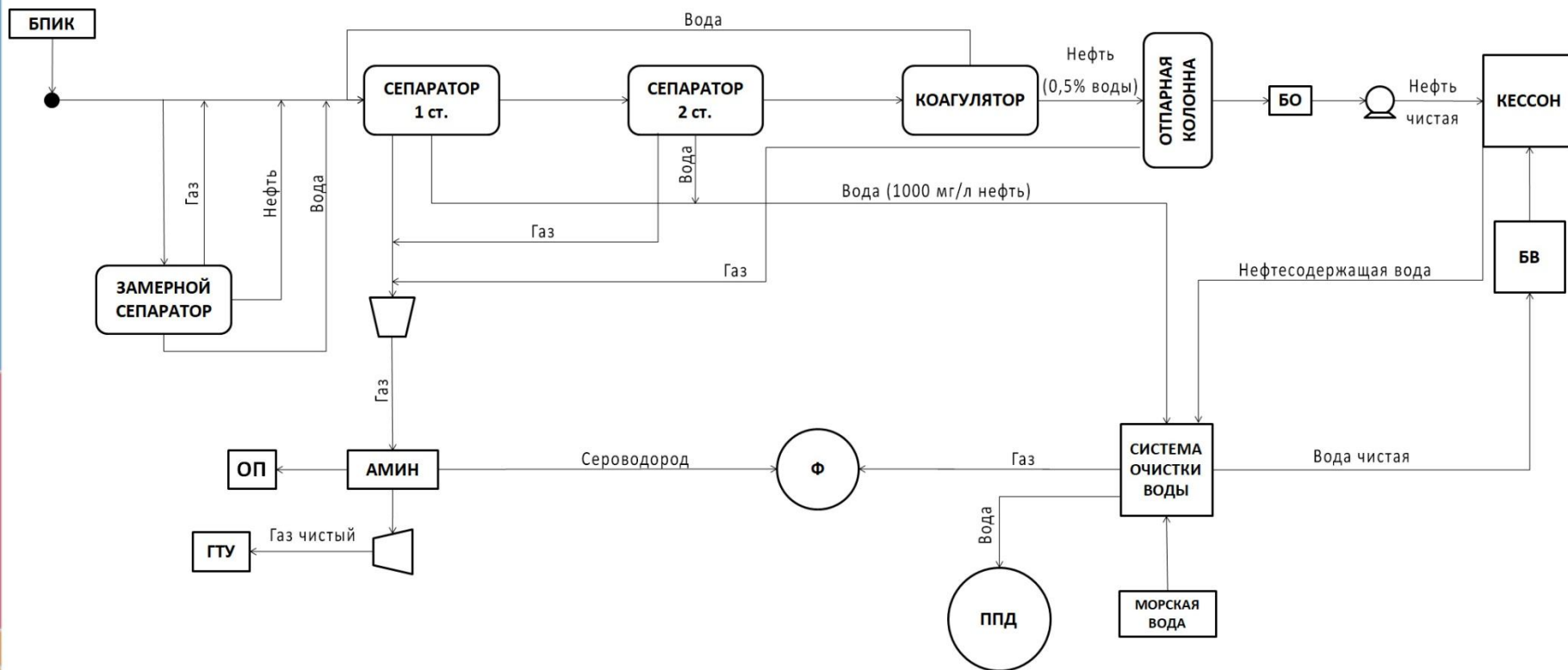


Схема подготовки нефти на МЛСП «Приразломная»

ДЕЙСТВУЮЩЕЕ ПРОЕКТНОЕ РЕШЕНИЕ

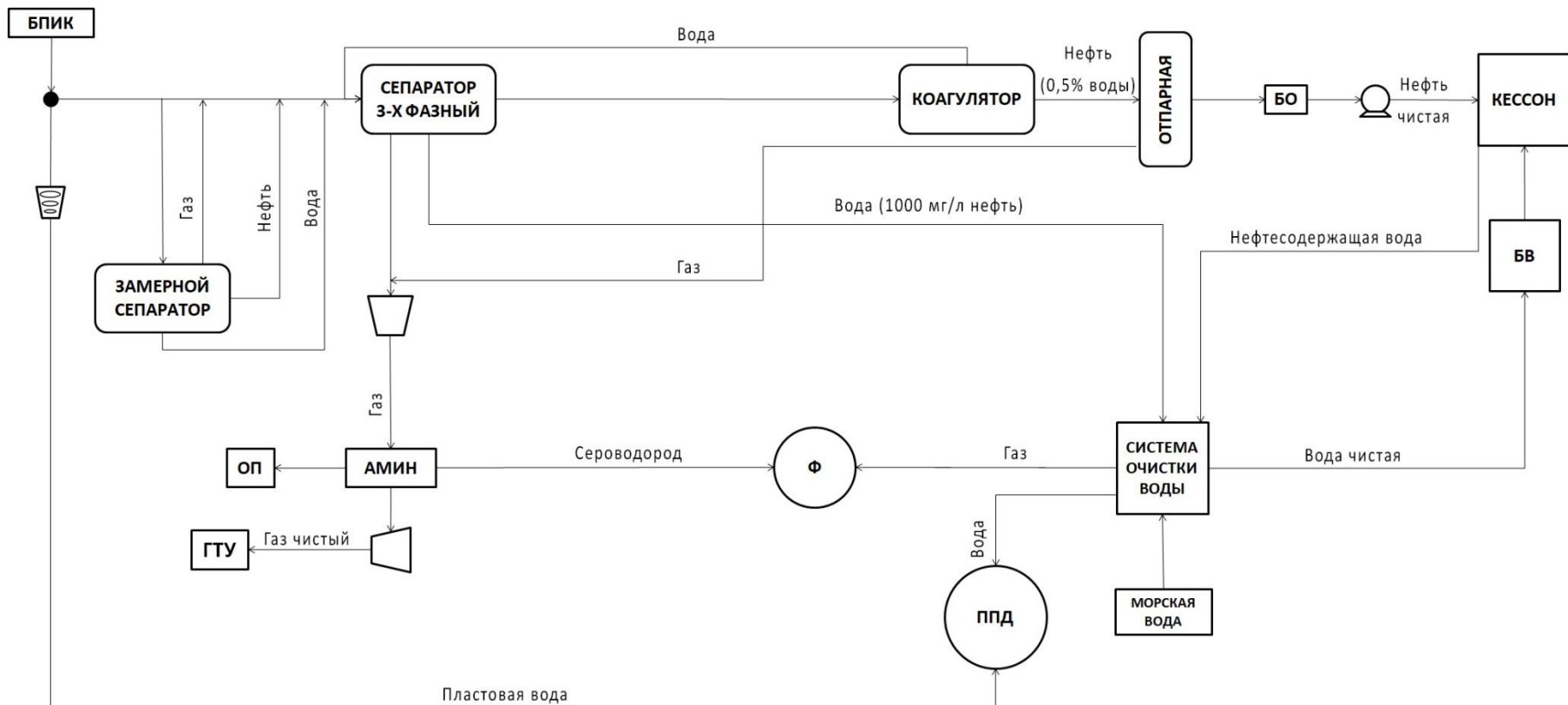


Схема подготовки нефти на МЛСП «Приразломная»

ПРЕДЛАГАЕМАЯ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ

ЭКОНОМИЧНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРЕДЛАГАЕМОГО МЕРОПРИЯТИЯ

Снижение стоимости добычи
(снижается количество
поднимаемой на поверхность
жидкости)

Исключение расходов,
связанных с выбросами воды

Снижение энергопотребления

Уменьшение выбросов таких
веществ, как CO_2 и NO_x

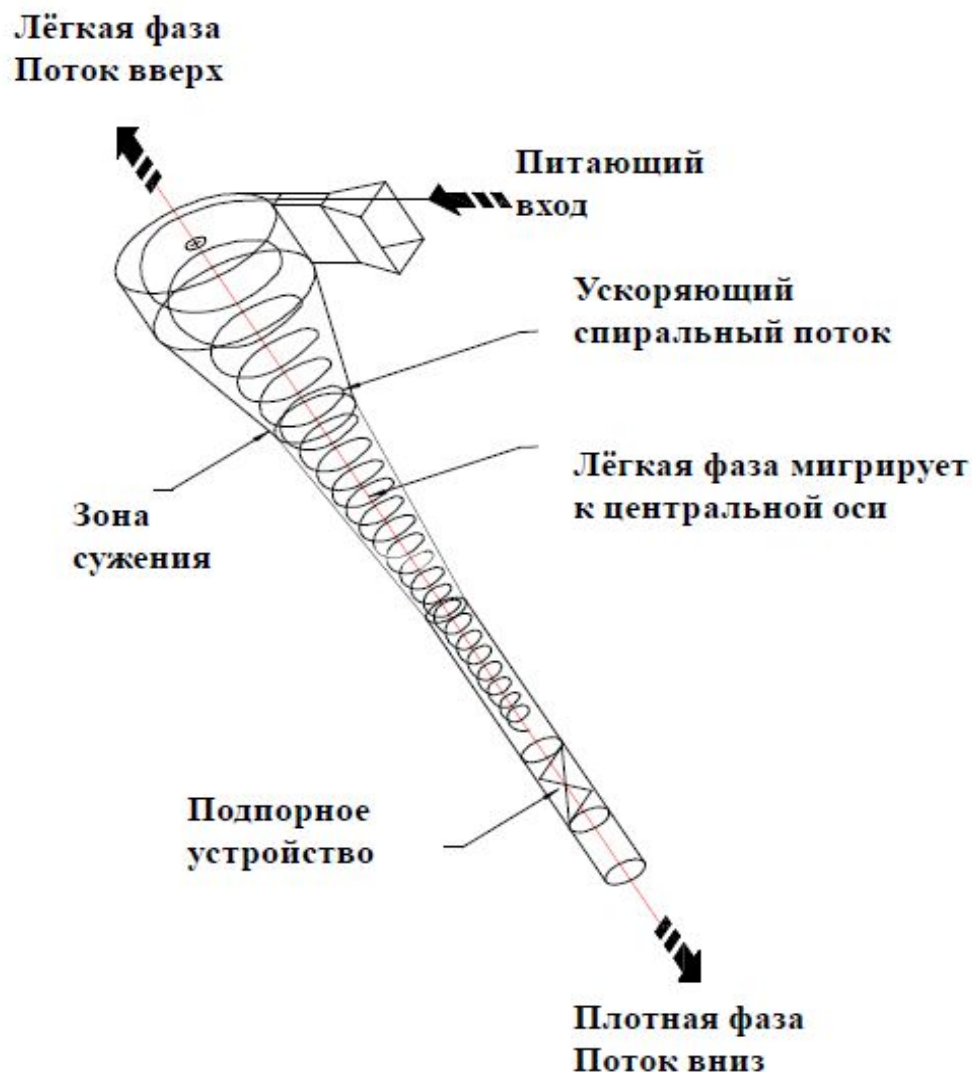
ГИДРОЦИКЛОН



Гидроциклон – устройство без движущихся частей, использующее энергию давления для быстрой и эффективной сепарации. В устройстве создается вихрь, отделяющий нефть от более тяжелой воды

Преимущества:

- небольшие размеры
- эффективность работы
- несложная конструкция
- возможность объединения в комплекс



Давление насыщения, МПа	Содержание растворенного газа, м ³ /м ³	Газовый фактор, м ³ /м ³	Плотность при t = 20°C, кг/м ³	Объемный коэффициент b	Вязкость, МПа·с
8,5	49	55	859	1,16	2,5



Расчет производительности внутрискважинной установки

ПРЕДЛАГАЕМАЯ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ

Наименование	Состав газа							
	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	i-C ₄ H ₁₀	n-C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	CO ₂	N ₂ +R
Содержание в смеси, % мольные	40	19,5	18	2,5	5,0	4,5	0,1	10,4
Молярная масса, моль/кг	16,04	30,07	44,09	58,12	58,12	72,15	44,0	28,02
Давление критическое, МПа	4,58	4,82	4,2	3,64	3,747	3,3	7,29	3,349
Температура критическая, К	190,9	305,3	369,81	407,9	425	470,2	304,1	420,13



Расчет производительности внутрискважинной установки

ПРЕДЛАГАЕМАЯ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ

$$\rho_4^{20} = \frac{\rho_H^{20}}{\rho_B^4} \Rightarrow \rho_4^{20} = \frac{859}{1000} = 0,859 \quad q = (G - \alpha \cdot P) \cdot \frac{P_0}{P} \cdot \frac{T}{T_0 \cdot Z} \Rightarrow q = (55 - 6,5 \cdot 0,6) \cdot \frac{0,1}{0,6} \cdot \frac{353}{273 \cdot 0,99} = 11,1$$

$$\sum m_i = m_{CH_4} + m_{C_2H_6} + m_{C_3H_8} + m_{i-C_4H_{10}} + m_{n-C_4H_{10}} + m_{C_5H_{12}} + m_{CO_2} + m_{N_2} =$$

$$= 0,2862 + 0,2616 + 0,3541 + 0,0648 + 0,1297 + 0,1449 + 0,002 + 0,13 = 1,373 \text{ кг}$$

$$\alpha = \frac{G}{P_H - P_0} \Rightarrow \alpha = \frac{55}{8,5 - 0,1} = 6,5 \quad \rho_H = \rho_4^{80} \cdot \rho_B^4 = 0,819 \cdot 1000 = 819$$

$$P_{np} = \frac{P}{\sum y_i \cdot P_{кри}} \Rightarrow P_{np} = \frac{0,6}{0,4 \cdot 4,58 + 0,195 \cdot 4,82 + 0,18 \cdot 4,2 + 0,025 \cdot 3,64 + 0,05 \cdot 3,747 + 0,045 \cdot 3,3 + 0,001 \cdot 7,29 + 0,104 \cdot 3,349} = 0,139$$

$$T_{np} = \frac{T}{\sum y_i \cdot T_{кри}} \Rightarrow T_{np} = \frac{353}{0,4 \cdot 190,9 + 0,195 \cdot 305,3 + 0,18 \cdot 369,81 + 0,025 \cdot 407,9 + 0,05 \cdot 425 + 0,045 \cdot 470,2 + 0,001 \cdot 304,1 + 0,104 \cdot 420,13} = 1,18$$



Расчет производительности внутрискважинной установки

ПРЕДЛАГАЕМАЯ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ

$$V = 610 \cdot 10^5 \cdot D^{1,75} \cdot \sqrt{\frac{\sigma_H}{\rho_r}} \cdot \sqrt[4]{\rho_H} \cdot \sqrt{\frac{1}{q}} \cdot \sqrt[3]{\mu_H} \cdot \frac{P}{P_0} \cdot \frac{T_0}{T \cdot Z}$$



$$V = 610 \cdot 10^5 \cdot 0,075^{1,75} \cdot \sqrt{\frac{11,21 \cdot 10^{-4}}{1,373}} \cdot \sqrt[4]{819} \cdot \sqrt{\frac{1}{11,1}} \cdot \sqrt[3]{2,5 \cdot 10^{-4}} \cdot \frac{0,6}{0,1} \cdot \frac{273}{353 \cdot 0,99} = 52250 \text{ м}^3 / \text{сут}$$

$$Q = \frac{V}{G}$$



$$Q_H = \frac{52250}{55} = 950 \text{ м}^3 / \text{сут} \text{ _Верхний_ _ЭЦН}$$

$$Q_с = \frac{8}{6} * \frac{52250}{55} = 1200 \text{ м}^3 / \text{сут} \text{ _Нижний_ _ЭЦН}$$




Расчет производительности внутрискважинной установки

ПРЕДЛАГАЕМАЯ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ


ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ СХЕМА



ПРЕДЛАГАЕМАЯ СХЕМА:

 - пластовая жидкость;

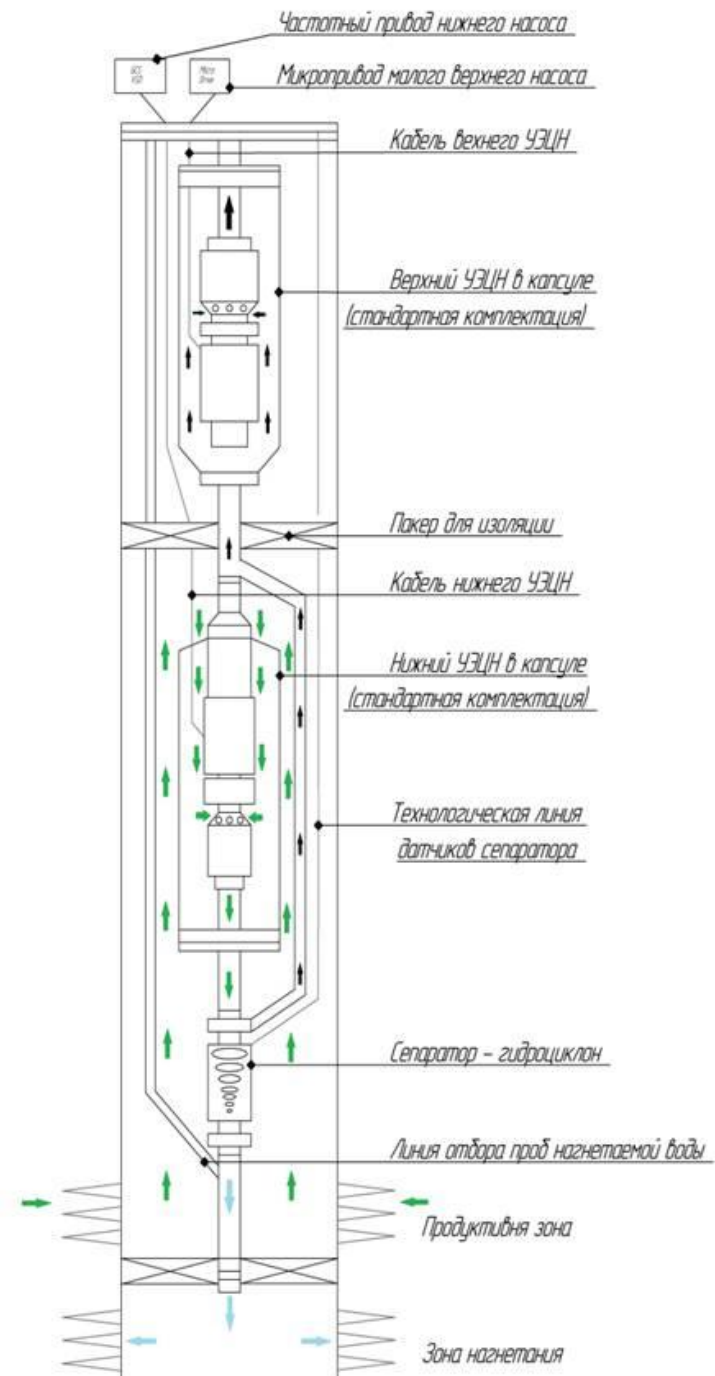
 - вода;

 - нефть и 15% воды;

Верхний ЭЦН
производительностью 950
м³/сут;

Нижний ЭЦН
производительностью 1200
м³/сут;

Сепаратор – гидроциклон.





Ликвидация аварийных разливов нефти

ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ

$$EKB_{\text{объекта}} = C_c + CB,$$

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{(\Pi_{q1} + A_t) - K_t}{(1 + E_H)^{t-t_p}},$$

$$T_{\text{эни}} = P_{\text{изв}} * Q_{\text{ж}},$$

$$K_{\text{ц}} = \frac{(\text{Ц} - 15) * P}{261},$$

$$K_{\text{в}} = 3,8 - 3,5 * \frac{N}{V}$$

$$B_t = \text{Ц}_H * Q_H,$$

$$\Pi = B_t - (\text{Э} + H_{\text{ндпи}} + H_{\text{им}} + H_{\text{ниокр}}),$$



Расчет экономического эффекта от использования технологии

ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ

Показатели	ед. измерения	до внедрения	после внедрения
Добыча нефти	тыс. т.	417	460
Единовременные капитальные вложения	млн. руб.	46,8	78
Выручка от реализации нефти	млн. руб.	3545	3910
Эксплуатационные расходы	млн. руб.	1481	1566
Налоги и платежи			
*налоги, входящие в себестоимость продукции:			
1. НДС на 1т. $419 * K_{ц} * K_{в}$;	млн. руб.	298	343
2. НИОКР 1,5%.			
3. Налог на прибыль 20%			
Чистая прибыль	млн. руб.	1181,68	1356,24
Чистые денежные поступления	млн. руб.	1194	1376
Дисконтированный денежный поток (NPV)	млн. руб.		49
Срок окупаемости капитальных вложений	мес.		6



Технико-экономические показатели проекта

ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ

Статьи затрат	до внедрения технологии	после внедрения технологии
Электроэнергия	5	2,94
Заработная плата операторов	0,39	0,39
ЕСН (34%)	0,13	0,13
Амортизация	2,82	4,98
Ремонты (10% от амортизации)	0,28	0,50
Удельные эксплуатационные затраты, руб/т	3550,29	3403,85



Эксплуатационные затраты по скважинам (составлена на основе данных мирового опыта)

ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Применение технологии внутрискважинной сепарации позволит:

- Снизить объем добываемой воды из скважин;
- Повысить добычу нефти на 43 000 тонн в месяц;
- Сократить эксплуатационные расходы по добыче нефти на 146 р. за 1 тонну