



Проектирование участка ОПР по испытанию МУН на месторождении «N» в условиях сложной геологии и наличия высоковязкой нефти

Пчела К.В., Терентьев А.А., Поберий К.Р., Горнов Д.А., Киреев И.И., Колбунов М.Г.

ООО «Самаранипинефть», ООО «НК «Роснефть»-НТЦ»

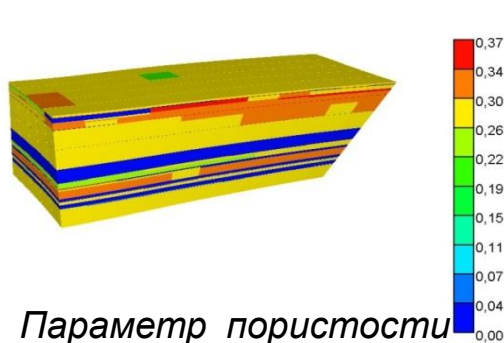
XIX научно-практическая конференция «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами», г. Анапа
24-26.09.2019,



Геолого-физическая характеристика пластов Т1св, Т1-1, Р2и, Р1к

Параметры	Размерность	Т _{1св}	Т ₁₋₁	Р _{2и}	Р _{1к}
Средняя глубина залегания кровли	м	808	1000	1066	1095
Тип залежи		массивная, тектонически экранированная	пластовая сводовая, тектонически экранированная		массивная
Тип коллектора		терригенный поровый			
Средняя общая толщина	м	250.6	61	24.7	65.4
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	м	31	10	10	8
Коэффициент пористости	доли ед.	0.30	0.27	0.27	0.27
Коэффициент нефтенасыщенности пласта	доли ед.	0.48	0.5	0.51	0.47
Проницаемость	мкм ²	0.305	0.272	0.11	0.138
Коэффициент песчаности	доли ед.	0.21	0.13	0.45	0.3
Расчлененность	ед.	15.8	3.9	2.5	5.2

Гидродинамическое моделирование выполнялось с использованием адресной геологической модели участка ОПР.



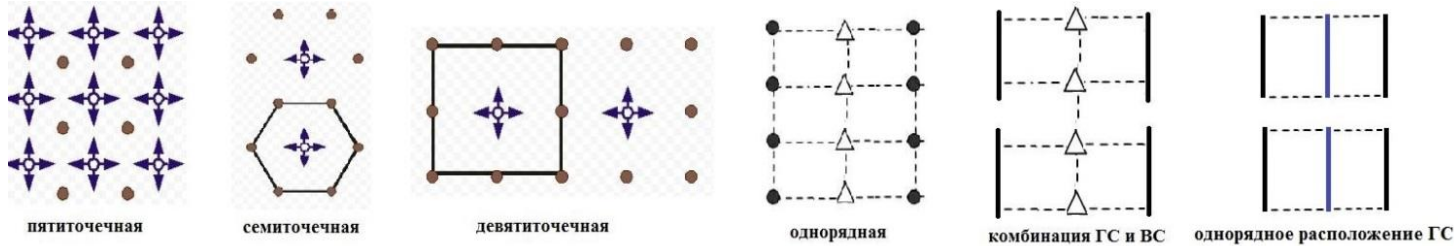
- Физико-химические свойства глубинной пробы нефти были исследованы при пластовых и поверхностных условиях, которые были использованы в гидродинамической модели
- Для определения обобщенного вида функций относительных фазовых проницаемостей использовалась модель Кори, позволяющая аналитически обработать имеющиеся экспериментальные данные

Параметры трехмерной сетки модели	
Количество ячеек по X	22
Количество ячеек по Y	12
Количество ячеек по Z	414
Размер ячеек по X, м	50
Размер ячеек по Y, м	50
Всего ячеек	109296



Системы разработки

Системы разработки



Параметры моделирования

Тип скважины	Добывающая	Нагнетательная
Параметры на скважинах при закачке горячей воды 75°C	давление на забое 6 МПа;	давление закачки 13 МПа; температура воды 75°C.
Параметры на скважинах при закачке горячей воды 105°C	давление на забое 6 МПа;	давление закачки 13 МПа; температура воды 105°C.
Параметры на скважинах при закачке горячей воды 200°C	давление на забое 6 МПа;	давление закачки 13 МПа; температура воды 200°C.
Параметры на скважинах при закачке полимерного раствора с продвижением его оторочками горячей воды 85°C	давление на забое 6 МПа;	давление закачки 14,5 МПа; температура воды 85°C; температура полимерного раствора 85°C; вязкость полимерного раствора 6-8 сП.
Параметры на скважинах при закачке пара	давление на забое 6 МПа;	давление закачки 13 МПа; температура закачки пара 330°C

В процессе моделирования комбинационной системы расположения скважин горизонтальные добывающие скважины располагались в каждой залежи: Т1св, Т1-1, Р2и, Р1к (по 4 скважины в каждой залежи с длиной горизонтального участка 300 метров)

При моделировании термополимерного заводнения время закачки полимерного раствора и время последующей закачки горячей воды 85°C для его продвижения по пласту задавалось равным 0,5 года.

Выбор системы разработки



Удельный показатель добычи, тыс т/скв	Технология воздействия на пласт	Однорядная система разработки			Пятиточечная система разработки				Семиточечная система разработки			Девятиточечная система разработки			Комбинация горизонтальных скважин и наклонно-направленных скважин			Однорядное расположение горизонтальных скважин		
		Расст-е м/у скв-нами,			Расст-е м/у скв-нами,				Расст-е м/у скв-нами,			Расст-е м/у скв-нами,			Расст-е м/у скв-нами			Расст-е м/у . скв-нами		
		100	200	300	100	200	300	400	100	200	300	100	200	300	100	200	300	100	200	300
	Закачка воды 75 °С	14.40	29.0	36.29	11.83	24.72	36.6	36.2	10.5	23.02	32.7	8.32	17.1	32.3	16.38	21.0	25.7	17.38	21.9	26.29
	Закачка воды 105 °С	15.28	29.3	37.28	11.96	25.38	37.1	36.8	10.9	23.95	33.4	12.2	18.1	32.4	17.72	22.8	28.2	17.72	22.9	28.10
	Закачка воды 200 °С	15.72	29.7	37.86	12.57	25.46	38.2	37.8	10.9	24.48	34.9	13.9	18.7	32.7	21.60	28.3	31.7	20.45	27.0	31.98
	Термополимерное заводнение	21.56	42.3	59.06	16.86	40.58	67.4	60.6	14.2	34.18	51.3	17.4	33.3	44.2	22.65	25.1	44.2	20.61	24.8	40.01
	Закачка пара	19.98	37.5	41.14	15.80	31.22	48.1	45	14.8	34.38	45.1	19.0	23.4	38.0	30.94	41.4	39.5	19.61	37.8	42.49

T1cb+T1-1

P2u+P1k



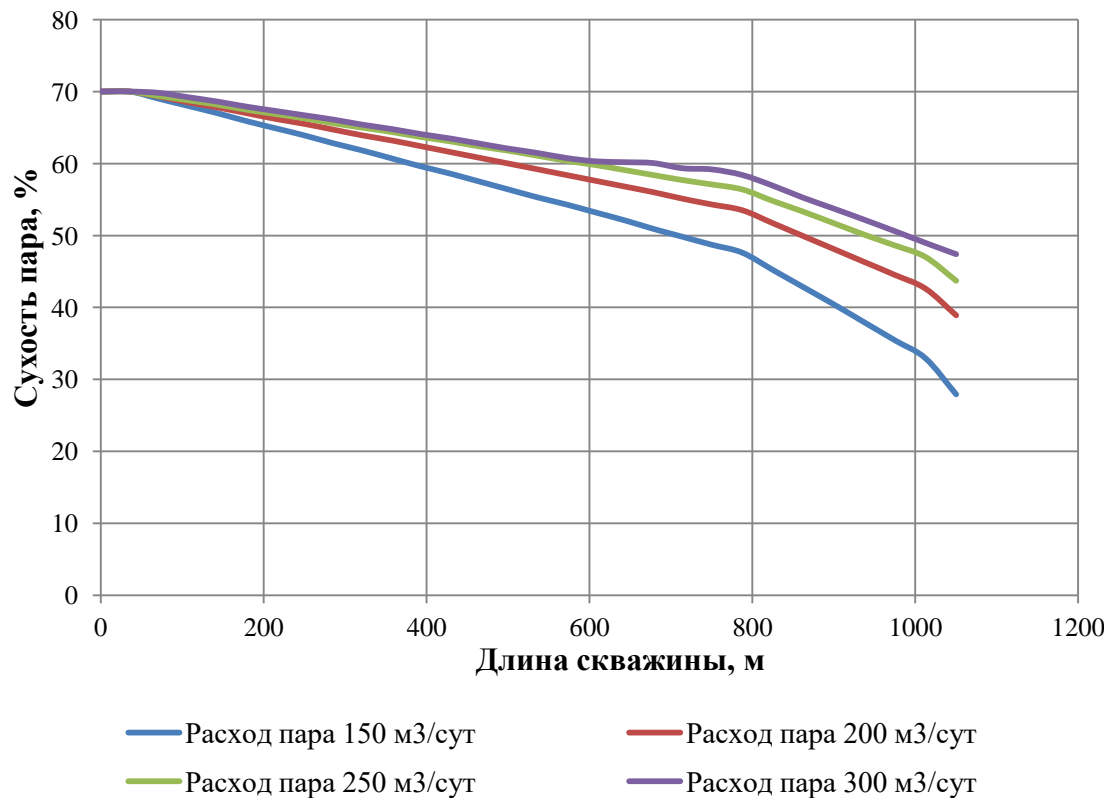
На основании обзора месторождений-аналогов и проведенных численных расчетов сделан вывод о целесообразности использования расстояний между скважинами **300 м**

Расчет сухости пара на забое скважины



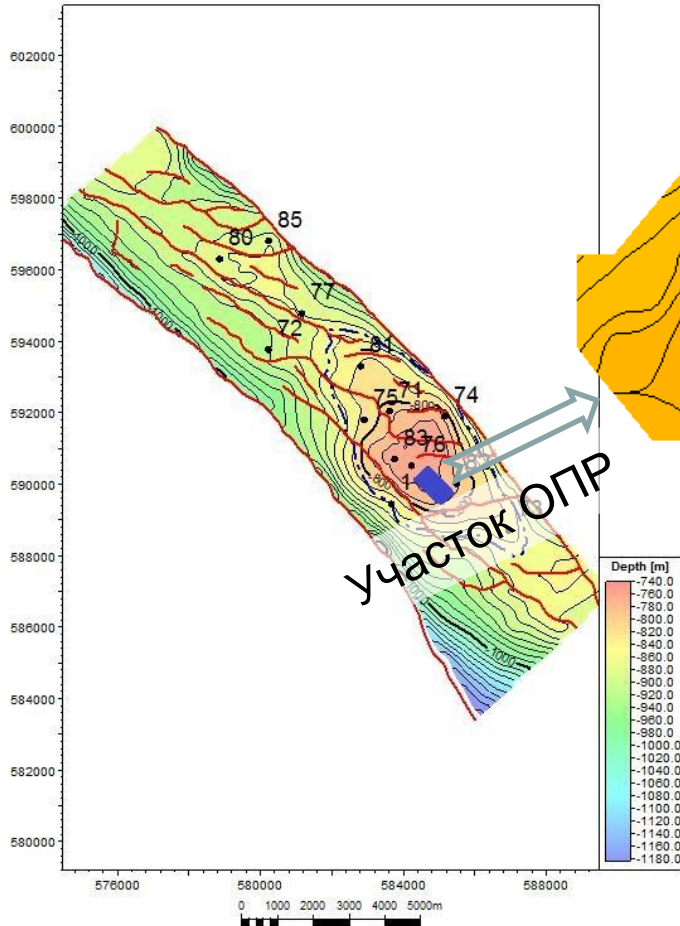
Для определения качества пара (его сухости) на забое нагнетательной скважины были проведены серии численных экспериментов с использованием встроенной функции Samodel симулятора CMG Stars. Давление закачки пара – 13,0 МПа, что соответствует давлению насыщенного пара при температуре 330 °С. Степень сухости пара на устье задавалась равной 0,7 (70 % паровой фазы-30% воды).

Тип скважины по профилю ствола	Длина скважины, м	Глубина спуска теплоизолированных труб, м	Тип теплоизоляции	Теплопроводность теплоизолированных труб
вертикальная	1050	750 (до кровли верхнего пласта)	Вакуумно-экранный	0,045 Вт/м·К

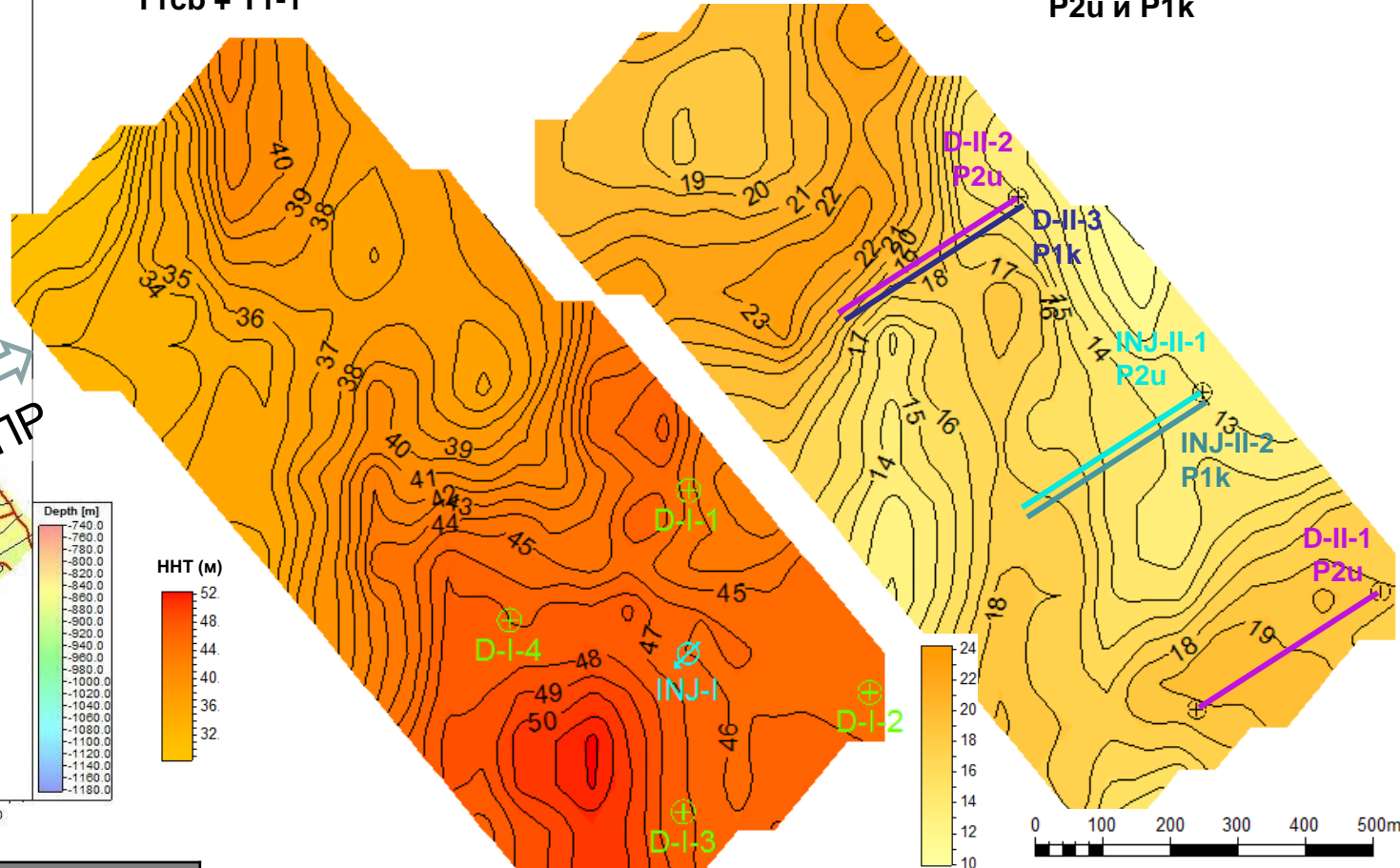


Результаты моделирования отразили зависимость значения сухости пара на забое скважины от расхода закачиваемого теплоносителя – чем выше расход, тем выше степень сухости. При расходе пара 300 т/сут, степень сухости пара на забое скважины составляет 0,48.

Участок ОПР



T1cb + T1-1 *Расположение скважин на карте ННТ* **P2u и P1k**



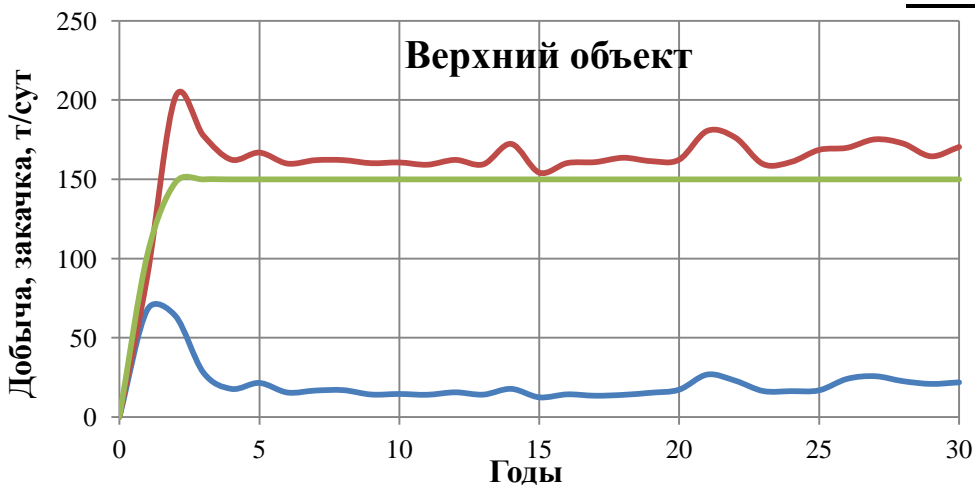
Моделируемая технология воздействия на пласт – площадная закачка пара совместно с пароциклическими обработками горизонтальных скважин и термополимерное заводнение. Один цикл пароциклических обработок состоит из одного месяца закачки теплоносителя и последующих трех месяцев добычи. Расстояние между скважинами – 300 метров.

	Количество добывающих скважин	Количество нагнетательных скважин
Пласты T1cb, T1-1	4 (ННС)	1 (ННС)
Пласты P2u, P1k	3 (ГС)	2 (ГС)

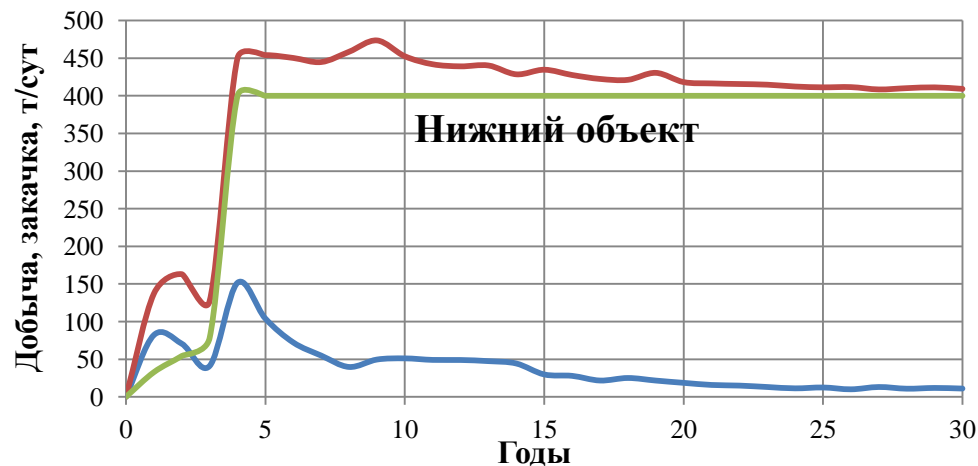
Результаты расчета



Закачка пара

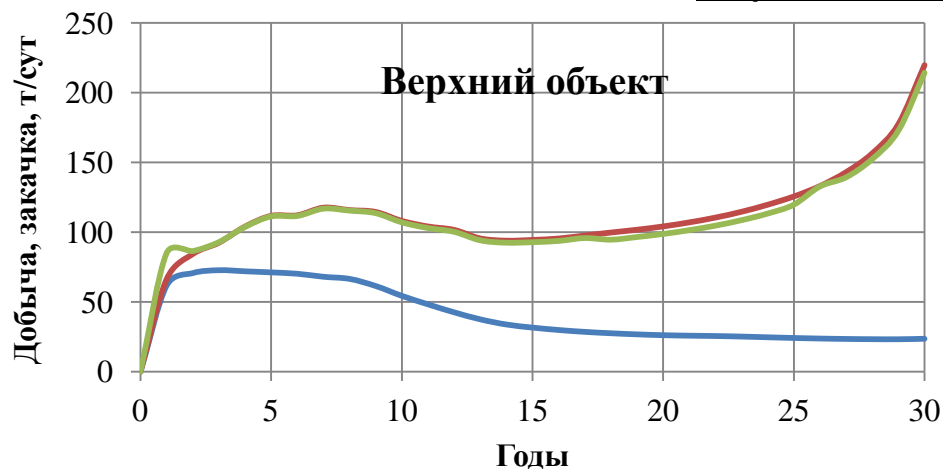


— Добыча нефти, т/сут — Добыча жидкости т/сут — Текущая закачка пара

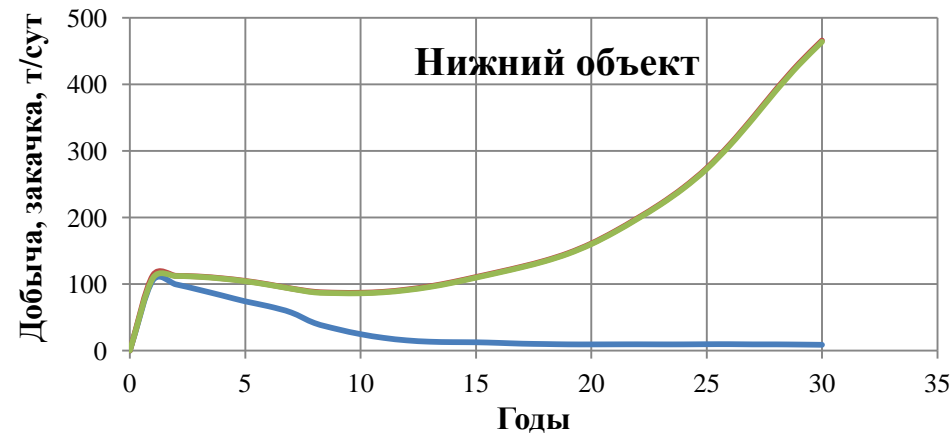


— Добыча нефти, т/сут — Добыча жидкости т/сут — Текущая закачка пара

Термополимерное заводнение



— Добыча нефти, т/сут — Добыча жидкости т/сут — Текущая закачка



— Добыча нефти, т/сут — Добыча жидкости т/сут — Текущая закачка

Материальный баланс и потребность в ресурсах

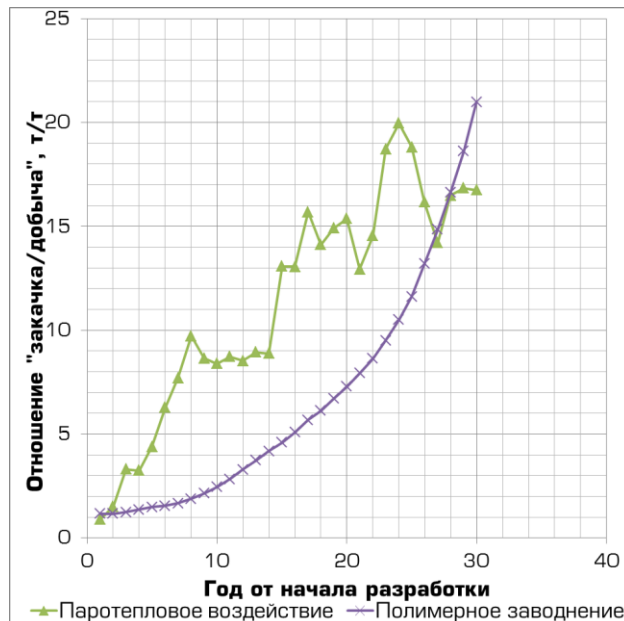


Среднесуточная добыча опытного участка по годам разработки при применении различных МУН



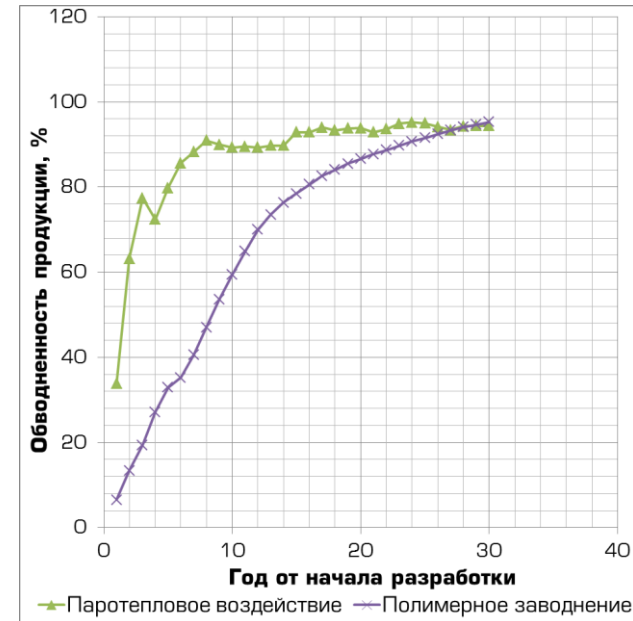
По сравнению с паротепловым воздействием – уровень добычи нефти при полимерном заводнении более стабилен.

Отношение "закачка / добыча"



При паротепловом воздействии требуется затратить большее количество вытесняющего агента, чем при попеременном нагнетании нагретой воды и нагретого полимерного раствора.

Динамика обводненности по годам разработки



Уровень обводненности при паротепловом воздействии с начала его применения существенно выше, чем при попеременном нагнетании нагретой воды и полимера.

Показатель	Размерность	Величина	
		Пар	Полимер
Технология			
Годовой расход основного топлива	тыс. нм3	11850	2442
Максимальный часовой расход топливного газа с учётом полной установленной тепловой мощности парогенераторов	нм3/ч	2573	551
Потребление воды	тыс. м3 /год	288	251
Суммарные годовые затраты на технологию при непрерывном режиме работы оборудования	тыс. кВт*ч	26278	26435
Расход полимера	т/год	-	239

- По потреблению топливного газа и воды, полимерное вытеснение более рационально; а по затратам электроэнергии – на сопоставимом уровне с закачкой пара.

Экономическими расчетами доказана эффективность **термополимерного заводнения**

Конструкция и крепление скважин



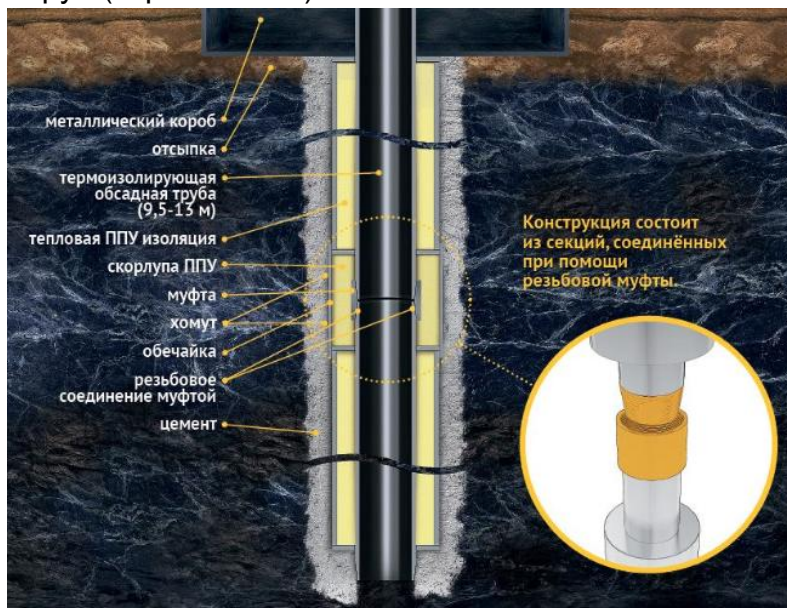
Конструкция наклонно-направленных и горизонтальных скважин

Наименование колонн	Характеристика труб				Интервал спуска по стволу, м**	Уровень подъема тампонажного раствора, м
	Диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности*	Резьбовое соединение*		
Термоизолирующее направление	426/630	9,19	G-105	-	0-75	до устья
Направление	324	9,5	Д	ОТТМБ	0 - 200	до устья
Кондуктор	245	10	Д	ОТТМА (Батресс)	0 – 500	до устья
Эксплуатационная колонна	168	8,94	N-80	ТМК-ФМС (Батресс)	кровля продуктивного пласта	до устья

*параметры взяты по аналогии с месторождениями со схожими геолого-техническими условиями, необходимы дополнительные уточняющие расчеты

** корректируется по результатам интерпретации комплекса ГИС

Схема конструкции термоизолирующих обсадных труб (термокейсов)



В связи с наличием интервала многолетнемерзлых пород (до 350 м) на опытном участке месторождения рекомендуется применять термоизолирующее направление диаметром 426/630 мм (3 секции с резьбовыми соединениями).

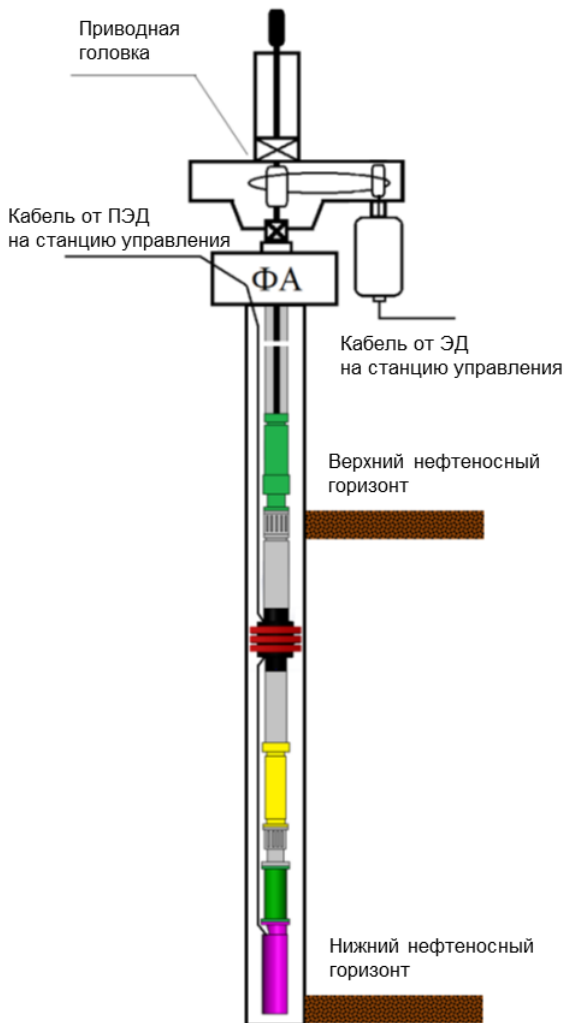
Кондуктор диаметром 245 мм спускается на глубину 500 м, перекрывает верхние неустойчивые отложения, водоносные горизонты, многолетнемерзлые породы и склонные к обвалообразованию и пластическому течению глинистые породы.

При бурении скважин на отложения Р1к, Р2ц, Т1-1 и Т1сб промежуточная колонна не требуется. После кондуктора 245 мм эксплуатационная колонна 168 мм спускается до проектного забоя.

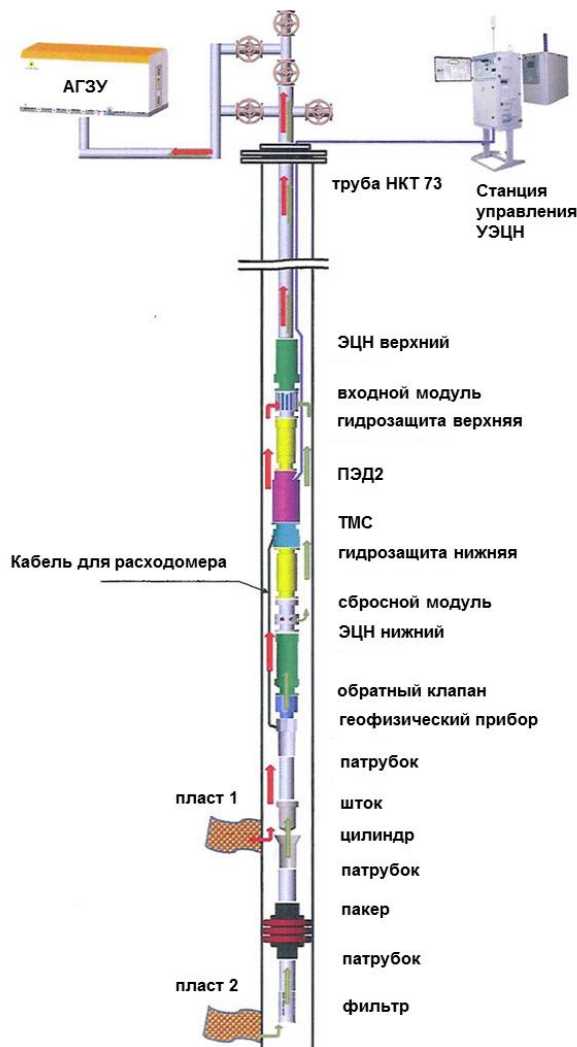
Внутрискважинное оборудование: установки ОРД



Принципиальная схема установки ОРД по схеме ШВН-ЭВН на начальной стадии разработки (обв-ть 30-80%)



Принципиальная схема установки ОРД ЭЦН-ПЭД-ЭЦН-СИЗ на поздней стадии разработки (обв-ть свыше 80%)



Компоновки ОРД представляют собой однолифтовую конструкцию с двумя насосами (ШГН+ЭВН или ЭЦН+ЭЦН). Компоновка включает в себя основной и подпорный насос для создания дифференциального давления на каждый пласт. Нижний насос производит забор пластовой жидкости из-под пакера и перекачивает ее в затрубное пространство. Верхний насос осуществляет забор пластовой жидкости, поступившей из подпакерного пространства – нижнего пласта и жидкости с верхнего пласта.

Данные компоновки ОРД позволяют:

- проводить работы по вызову притока и освоению скважины, регулировать приток с пластов, создавать различные депрессии на пласт (регулирование частотой);
- осуществлять поддержание заданного забойного давления против каждого пласта;
- напрямую замерять дебит путем отключения нижнего пласта;
- проводить промысловые исследования (прямой замер Рзаб, температура).



В ходе данной работы:

- ✓ Проанализированы результаты лабораторных исследований пластовых флюидов.
- ✓ Создана PVT модель пластов T1cb, T1-1, P2u и P1k в гидродинамическом симуляторе CMG.
- ✓ Проведены расчеты на гидродинамической модели с использованием симулятора CMG Stars в целях обоснования выбора системы разработки и агента воздействия (закачка горячей воды, закачка пара, термополимерное заводнение). В ходе сопоставления накопленного удельного показателя добычи по всем рассматриваемым системам разработки в качестве базового варианта определена пятиточечная система с расстоянием между скважинами 300 метров.
- ✓ Рассчитаны уровни добычи и закачки для участка опытно-промышленных работ с применением закачки пара и термополимерного воздействия на пласт с эксплуатацией десяти скважин (наклонно-направленных и горизонтальных).
- ✓ Проведены расчеты потребности в ресурсах (газ, вода, электроснабжение), на основании которых можно сделать вывод, что применение полимерного заводнения более рационально.
- ✓ Представлено обоснование способа эксплуатации и внутрискважинного оборудования: на начальной стадии разработки наиболее подходящими являются винтовые насосы, на более поздней (обводненность более 70%) – электроцентробежные. При добыче из двух пластов рекомендуется использование установок ОРД для возможности отдельного учета добычи.
- ✓ Проанализирован мировой опыт разработки пластов, содержащих высоковязкую нефть, который подтверждает эффективность применения полимерного заводнения.
- ✓ Проведены расчеты технико-экономических показателей вариантов проекта, которые показали положительный NPV при термополимерном заводнении.



Контактная информация

г. Самара, ул. Вилоновская, 18

тел. (846) 205-86-00

e-mail: snipi@snipioil.ru



Спасибо за внимание!

