



УХТИНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений
и подземной гидромеханики

Оценка эффективности применения геолого-технических мероприятий на Восточно-Ламбейшорском месторождении

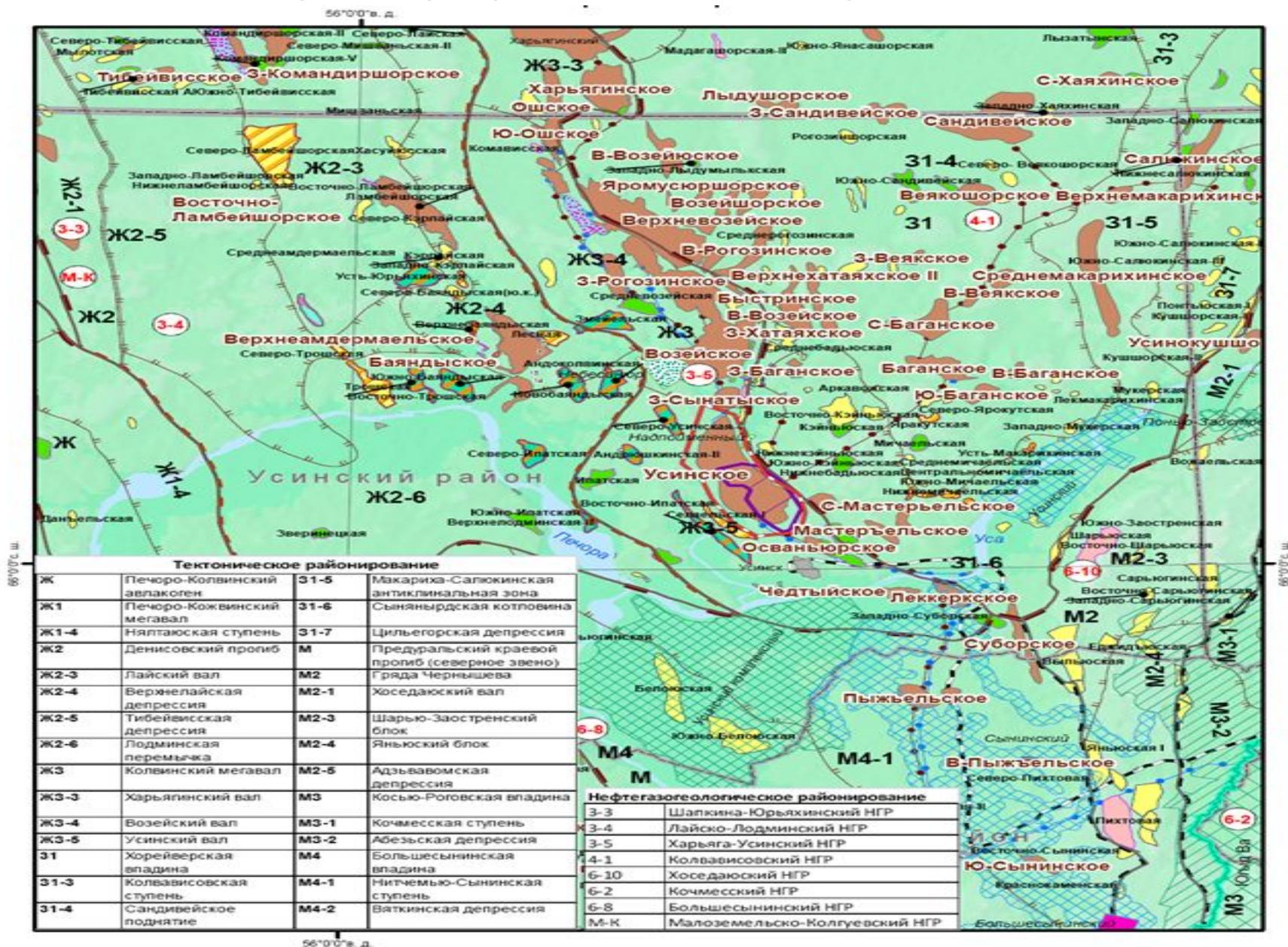
Выполнил : студент группы НГД – 14 (з)

Семяшкин В. А.

Руководитель ВКР: доцент

Полубоярцев Е. Л.

Обзорная карта расположения месторождения



Геолого-физическая характеристика продуктивного пласта

Параметры	$D_3 fm_1(zd)$
Средняя глубина залегания кровли	3691
Тип залежи	массивная, сводовая
Тип коллектора	поровый, каверно-поровый
Средняя общая толщина, м	130,6
Коэффициент пористости, доли ед.	0,084
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,92
Проницаемость, 10^{-3} мкм ²	89,5
Коэффициент гранулярности, доли ед.	0,43
Расчлененность	22
Начальная пластовая температура, °С	88,4
Начальное пластовое давление, МПа	39,56
Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа·с	0,555
Вязкость нефти в поверхностных условиях, мм ² /с	5,88
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³	709
Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м ³	823
Абсолютная отметка ВНК, м	-3661
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,41
Содержание серы в нефти, %	0,44

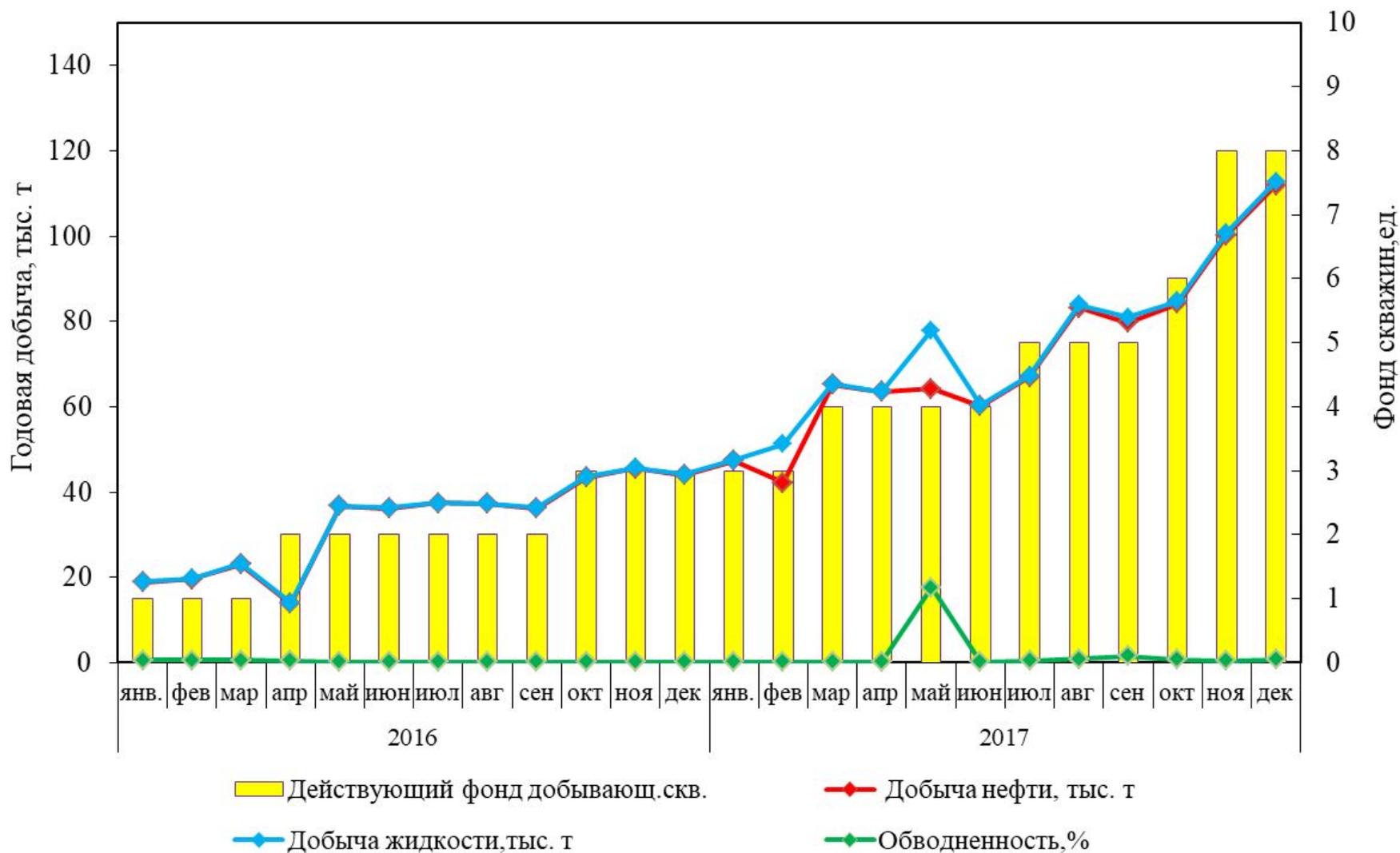
Краткая характеристика проектного документа

Первый действующий проектный технологический документ «Проект пробной эксплуатации Восточно-Ламбейшорского месторождения» был составлен в 2015 г. Документ был принят сроком на 3 года с основными технико-экономическими показателями:

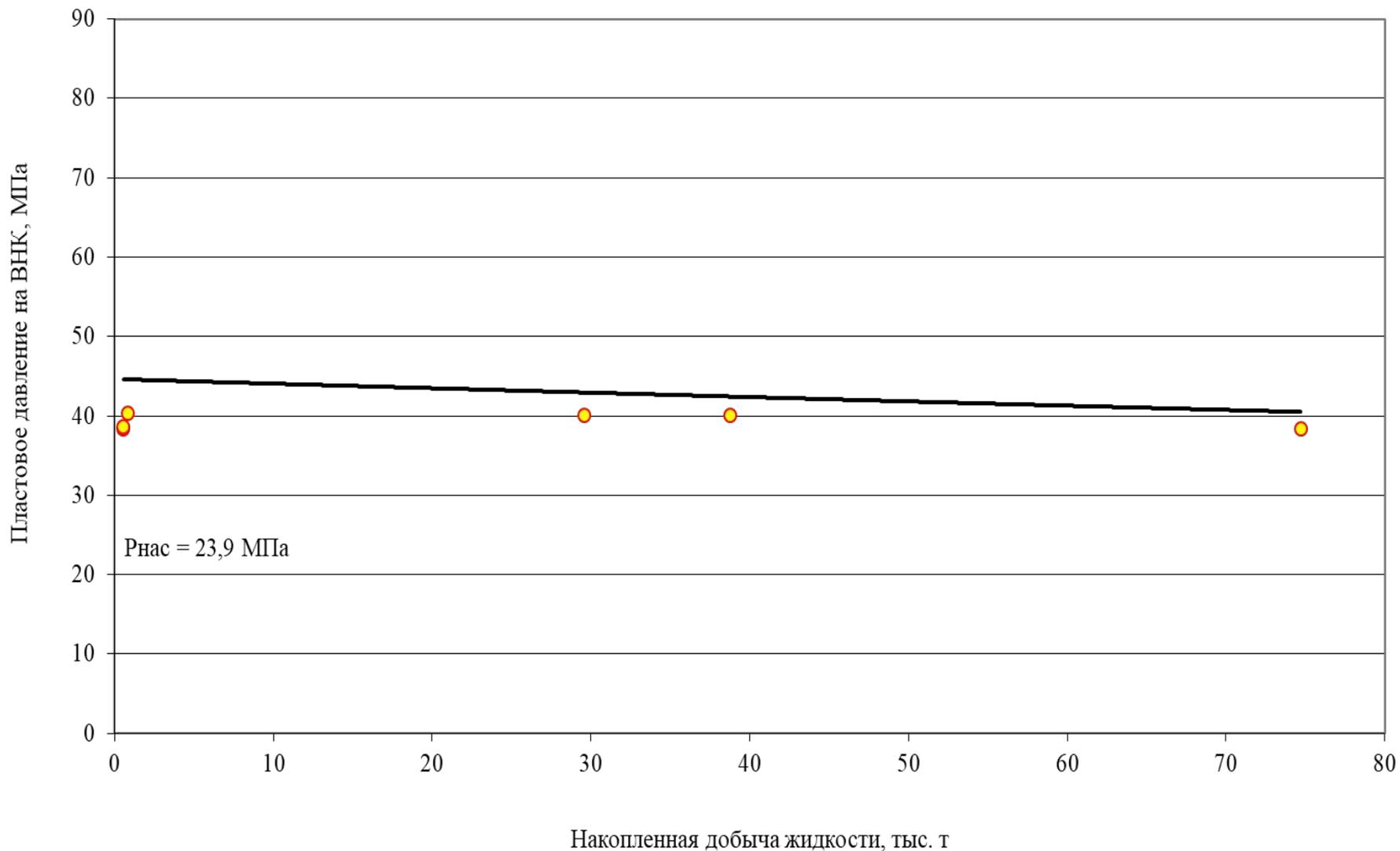
- выделение одного объекта разработки ($D_3 fm_1(zd)$);
- разработка залежи первые два года на естественном режиме, затем с применением системы ППД;
- общий фонд скважин – 7, в т. ч. шесть добывающих (из них три горизонтальные, один боковой ствол), одна нагнетательная;
- фонд скважин для бурения – 5, в т. ч. четыре добывающие (из них три горизонтальные, один боковой ствол), одна нагнетательная;
- бурение 4 разведочных скважин (в 1-й год – одной, во 2-й год – трех).

Основной целью пробной эксплуатации являлось уточнение имеющейся исходной геолого-геофизической и промысловой информации разведочного периода и получение дополнительных геофизических, геолого-промысловых и лабораторно-экспериментальных данных для переоценки запасов углеводородов и обоснованного проектирования промышленной разработки месторождения.

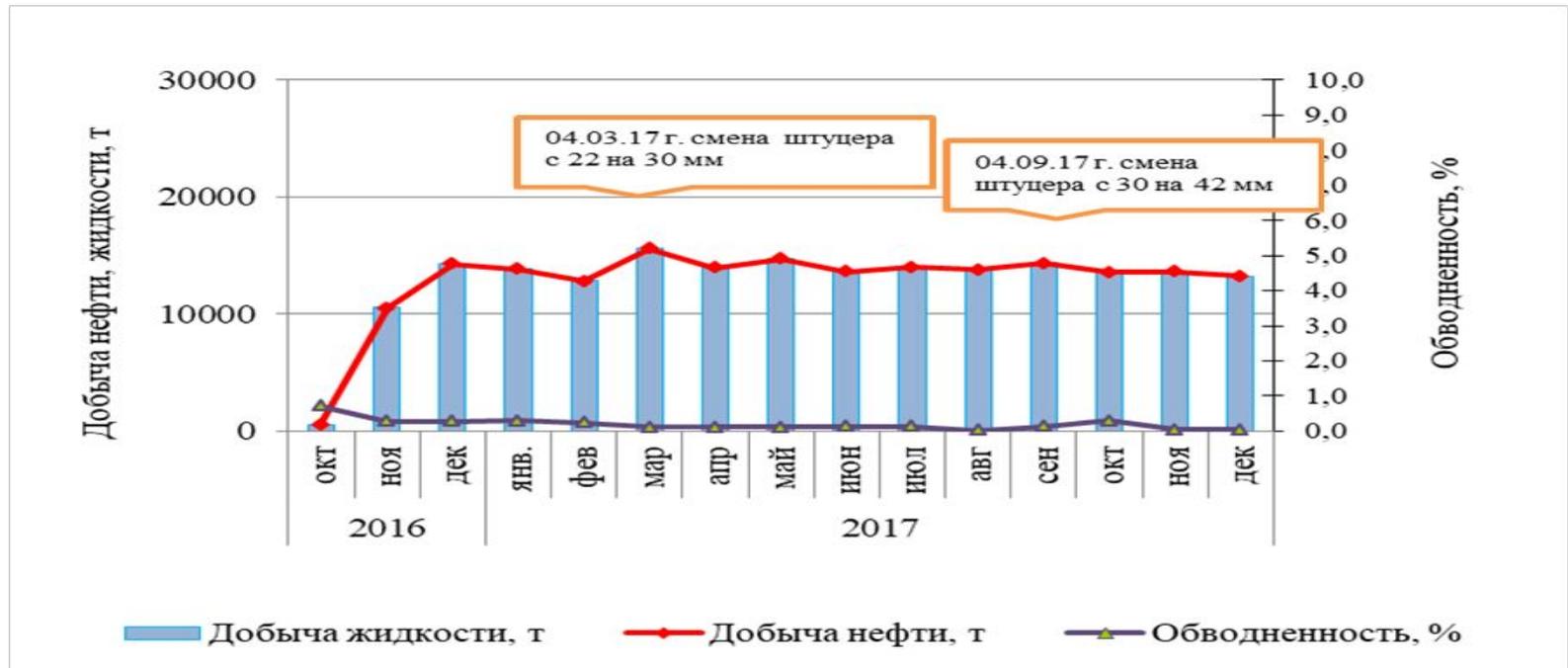
График разработки Восточно-Ламбейшорского месторождения



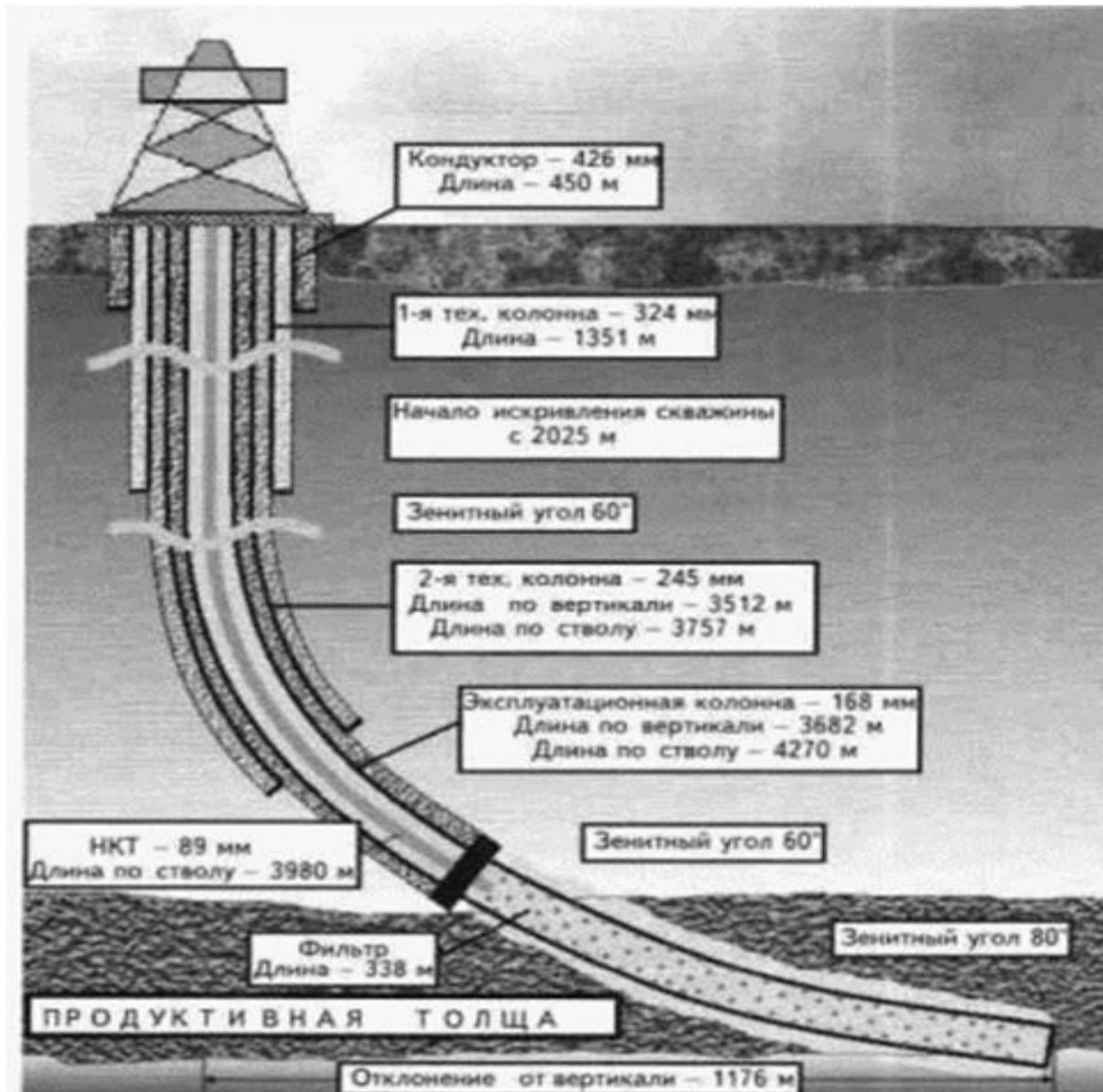
Динамика пластового давления пласта от накопленного отбора жидкости



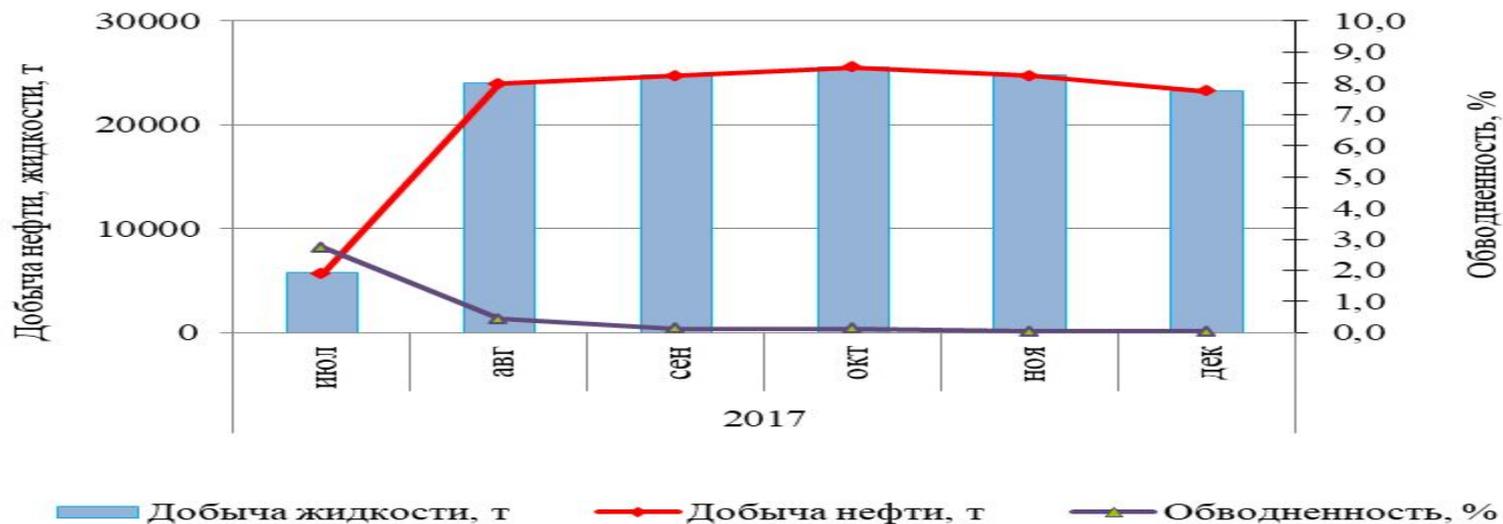
Динамика основных показателей эксплуатации скважин №№ 1, 4



Принципиальная схема горизонтальной скважины

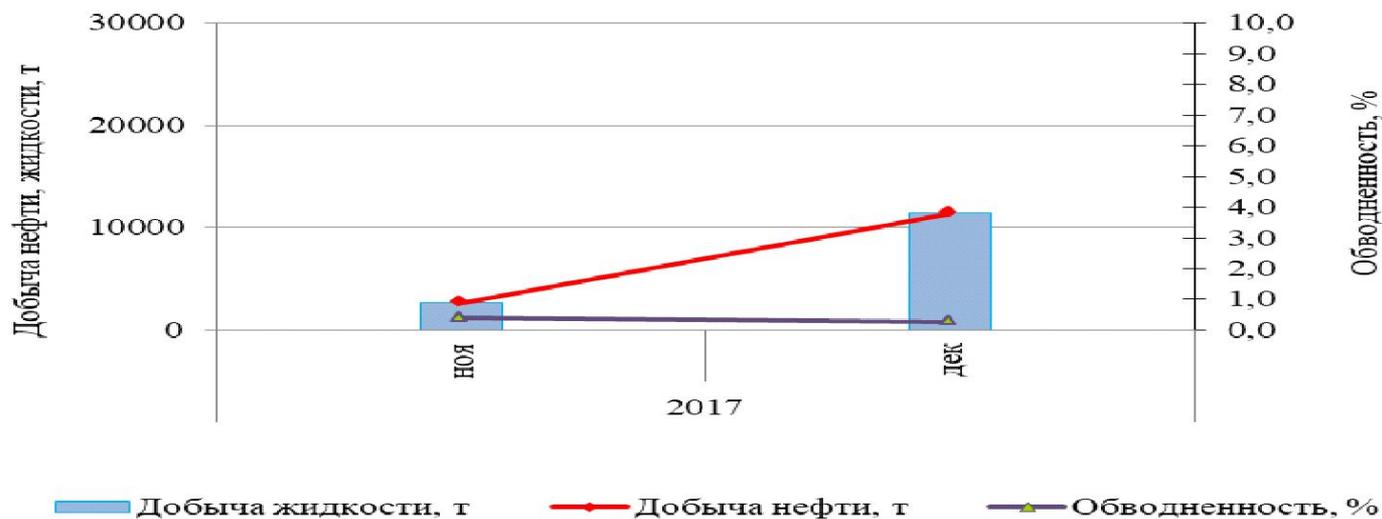


Динамика основных показателей эксплуатации скважин № 22 ГС



Нефтенасыщенная толщина, вскрытая пологим стволом, м		Показатели					
		дебит нефти, т/сут.		дебит жидкости, т/сут.		обводненность, %	
план	факт	план	факт	план	факт	план	факт
705	368	1015	808,6	1024	831,3	0,9	2,7

Динамика основных показателей эксплуатации скважин № 24 ГС



Нефтенасыщенная толщина, вскрытая пологим стволом, м		Показатели					
		дебит нефти, т/сут.		дебит жидкости, т/сут.		обводненность, %	
план	факт	план	факт	план	факт	план	факт
50	36,7	450	300	450	301	0	0,3

Технологическая эффективность геолого-технических мероприятий

Скважина	Вид обработки	Дата пуска	Характеристика работы скважин						Дополнительная добыча нефти, т.	Продолжительность эффекта, сут.	Прирост дебита нефти, т/сут.
			до ГТМ			после ГТМ					
			дебит нефти, т/сут.	дебит жидкости, т/сут.	обводненность, %	дебит нефти, т/сут.	дебит жидкости, т/сут.	обводненность, %			
22ГС	Ввод из бурения горизонтальной скважины D=114 (д), "RealFlow" Ø114 мм, обработка призабойной зоны - 15 м ² соляно-кислотной композиции, фонтан (штуцер 30 мм)	25.07.17	-	-	-	773,9	776,1	0,3	379396,0	490,2	773,9
24ГС	Ввод из бурения горизонтальной скважины, соляно-кислотная обработка 30 м ² при P = 15,0-16,0-2,0 МПа, пуск фонтаном	22.11.17	-	-	-	330,4	330,9	0,1	122298,0	370,2	330,4
27ГС	Горизонтальная скважина, ICD «RealFlow» Ø114, проработка фрезом Ø90, ОПЗ НТРС-Комп 40-40 м ² серво-кислотной композицией, фонтан	06.08.18	-	-	-	564,9	579,0	2,4	66091,0	117,0	564,9
28ГС	Бурение горизонтальной скважины, проработка эксплуатационной колонны, премывка 5404 м жидкостью (CaCl ₂ 1,10 г/см ³), обработка призабойной зоны кислотной композицией "Телий 1К-2К", пуск фонтаном	09.10.18	-	-	-	650,2	690,8	5,9	34461,0	53,0	650,2
25ГС	Ввод из бурения горизонтальной скважины	13.11.18	-	-	-	608,0	624,3	2,6	10944,0	18,0	608,0
		ИТОГО	-	-	-				613190,0	1048,4	584,9

Выводы

- ✓ Залежь нефти Восточно-Ламбейшорского месторождения приурочена к рифогенным карбонатным коллекторам задонского горизонта нижнефаменского подъяруса верхнего девона.
- ✓ Во время фонтанной эксплуатации необходимо обеспечить сохранение дебита на всем периоде, это достигается изменением проходного сечения (смена вкладышей различных диаметров) в дросселе. На скважинах № 1 и 4 за период эксплуатации проведена оптимизация режима работы с целью стабилизации отборов. За счет проведенных мероприятий средний прирост дебита нефти составил 55,8 т/сут.
- ✓ В 2017 г. на месторождении пробурены две горизонтальные скважины №№ 22ГС и 24ГС, но запланированный дебит не был достигнут в связи с не подтверждением геологического строения (категория запасов С2). В 2018 г. пробурены и введены в эксплуатацию ещё три скважины №№ 25ГС, 27ГС, 28ГС. За счет ввода из бурения горизонтальных скважин введенных в 2017–2018 гг. получено 613,190 тыс. т нефти. Средний дебит нефти скважин составил 585 т/сут.
- ✓ В течение всего периода эксплуатации залежи необходимо осуществлять контроль за разработкой. Основной задачей контроля является получение, обработка, обобщение и анализ регулярной достоверной информации о работе скважин и изменении параметров, характеризующих работу пласта.

Рекомендации

- На проектный период предполагается бурение новых горизонтальных скважин. Основными задачами при использовании горизонтальных скважин являются:
 - подключение в разработку низкопродуктивных пластов небольшой толщины;
 - повышение степени охвата процессом заводнения пластов, характеризующиеся высокой расчлененностью по геологическому разрезу;
 - увеличение конечной нефтеотдачи за счет дополнительного вовлечения запасов нефти «тупиковых» и заводненных зон;
 - разработка сложнопостроенных залежей с близким расположением к эксплуатационным объектам газоносных и водоносных пластов; вовлечение в разработку нерентабельных низкопроницаемых продуктивных горизонтов;
 - повышение производительности малодебитных скважин.
- С целью оценки эффективности применяемой технологии рекомендуется выполнять гидродинамические исследования до и после воздействия на пласт.
- Задачей гидродинамических методов исследования скважин является изучение коллекторских, фильтрационных, геометрических и других свойств проницаемых пластов и продуктивных характеристик скважин.
- В условиях коллекторов, имеющих карбонатный состав, эффективной технологией воздействия на ПЗП является соляно-кислотная обработка (СКО).



Доклад закончен.

Спасибо за внимание!