



ООО «Нефтегазтехнология»

**Волновые технологии
стимуляции добычи
газа.**

ЯНАО г.Новый Уренгой ул.Индустриальная д.6, а/я 210

Тел/Факс (3494) 23-07-82

E-mail: info@n-gt.ru

www.n-gt.ru



Проблематика.

В настоящее время все более остро встает вопрос о методах, способных продлить жизнь газоконденсатной скважины с минимальными капитальными вложениями.

На протяжении всего цикла существования газоконденсатной скважины в призабойной зоне пласта протекают негативные явления, приводящие к снижению относительной фазовой проницаемости по газу, что в конечном итоге снижает дебит скважины и устьевые давления. Данные явления имеют различный генезис, но сходны по механизму образования и способу их ликвидации.

Рассмотрим основные причины снижения дебита газоконденсатной скважины, вызванные режимом капиллярного запираания жидкой фазы и методы борьбы с ними.



1 Группа. Водная блокада ПЗП.

Бурение

- Проникновение фильтрата бурового раствора.
- Проникновение фильтрата тампонажного раствора.

Вторичное вскрытие, КРС

- Проникновение фильтрата жидкости глушения.

Эксплуатация

- Вынос пластовой воды

2 Группа. Блокада ПЗП жидкими У/В.

В процессе эксплуатации скважины при забойном давлении ниже давления конденсации.

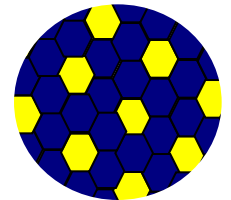


Водная блокада ПЗП.

В процессе бурения, капитального ремонта и освоения скважины неизбежно попадание техногенной жидкости в пласт.

Согласно теоретическим расчетам и экспериментальным работам, проведенными российскими учеными, выявлены следующие закономерности связанные с двухфазной фильтрацией в ПЗП [1]:

1. При вызове притока полное вытеснение техногенной жидкости не возможно при любой конечной депрессии на пласт. Данное явление обусловлено существованием режима капиллярного запираания вытесняемой жидкости.
2. Концентрация жидкости в пласте резко возрастает при по мере приближения у к забою скважины (график №1).





Конденсатная блокировка ПЗП.

При разработке газоконденсатных залежей при давлении ниже давления начала конденсации жидкий конденсат скапливается вблизи скважины, препятствуя притоку газа. Капиллярные силы удерживают жидкую фазу в порах, что вызывает снижение относительной проницаемости как по газу так по конденсату.

Согласно теоретическим расчетам и экспериментальным работам, проведенным зарубежными учеными выявлены следующие закономерности [2]:

1. Значительное насыщение флюидом в околоскважинной области может возникнуть даже для тощих газов (менее 1 % жидких фракций).
2. Околоскважинное насыщение жидкими У/В может достигать 50-60%.
3. На некоторых месторождениях зафиксировано снижение продуктивности скважин от 40% до 80%.

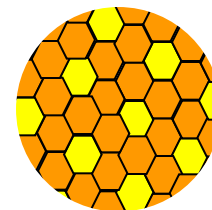




График закономерности распределения жидкой фазы в пласте относительно забоя скважины.

График №1

1. Зона

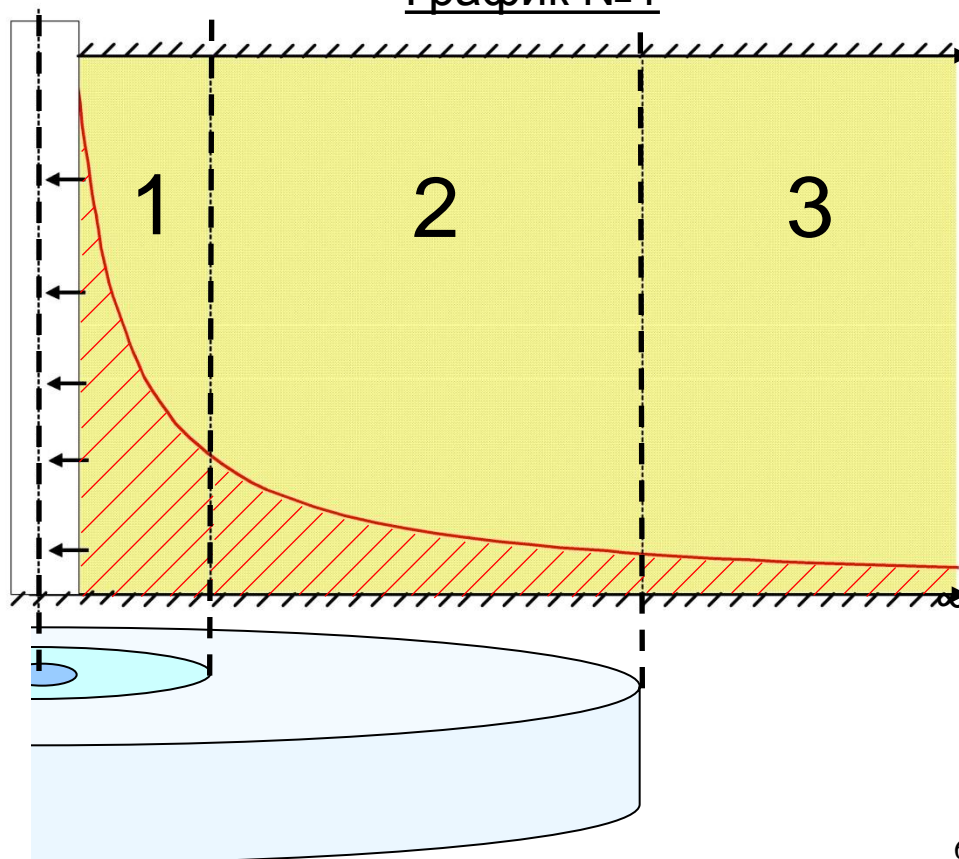
Призабойная зона скважины характеризуется максимальной концентрацией жидкой фазы превышающей пластовый показатель в 10-12 раз

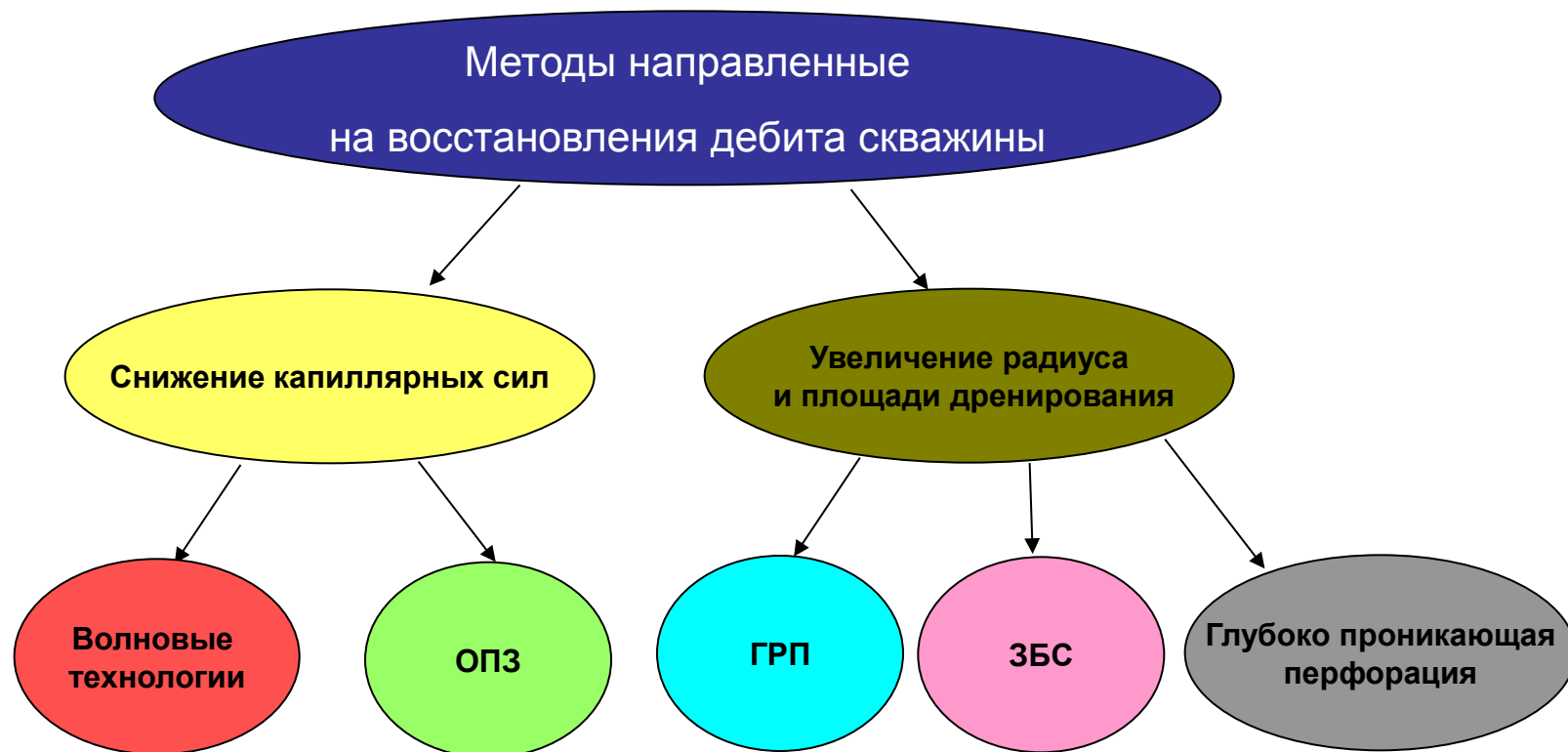
2. Зона

Прискважинная зона характеризуется концентрацией жидкой фазы до 4 раз выше первоначального пластового показателя.

3. Зона

Не затронутая часть пласта концентрация жидкой фазы равна нормальному пластовому показателю.







Глубоко проникающая перфорация

Относительно не большая стоимость мероприятия.

Максимальная глубина проникновения до 1 м. Ограничения по качеству цементирования.
Не продолжительный эффект до 1 мес.

ОПЗ

Относительно не большая стоимость мероприятия.

Не продолжительный эффект до 3 мес.

ГРП

Высокая эффективность мероприятия. Радиус охвата до 150 м. Продолжительность эффекта до 2 лет.

Высокая стоимость мероприятия и подготовительных работ. Ограничения по близости ГВК и техническому состоянию скважины.

ЗБС

Высокая эффективность мероприятия.

Высокая стоимость мероприятия и подготовительных работ. Отсутствие надежных технологий бурения в условиях АНПД.

Волновые технологии

Прирост по дебиту до 50%. Продолжительность эффекта – постоянно в период работы скважины. Относительно не большая стоимость оборудования. Не требует дополнительных затрат на подготовку и адаптивна с капитальным ремонтом скважины.

Требование к цементажу – жесткий контакт колонна – цемент – порода в точке установки сейсмоисточника.

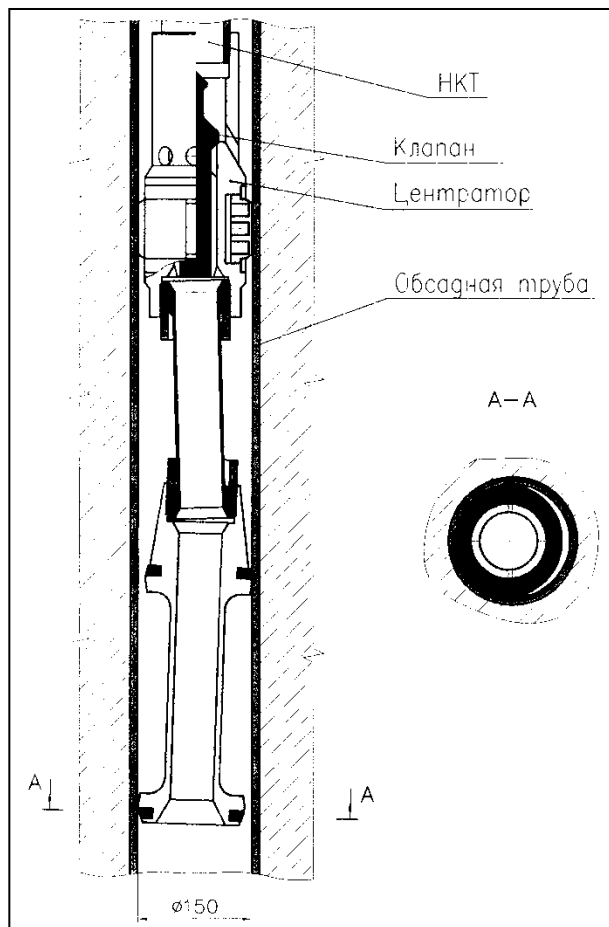


Технические требования предъявляемые
к конструкции волнового источника:

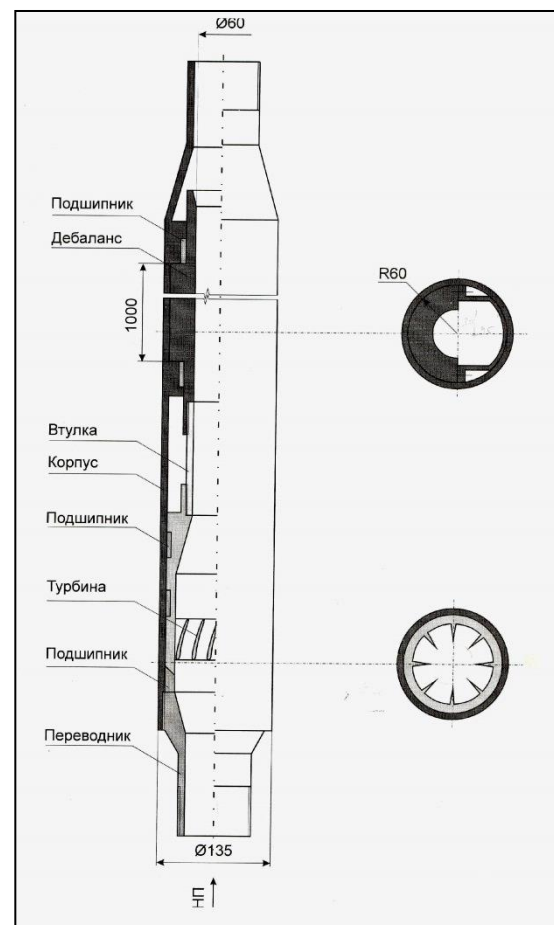
- ✓ Отсутствие эл. энергии на кустовых площадках.
- ✓ Необходимость проведение ГИС стандартными приборами 50 мм.
- ✓ Штуцирование в источнике не более 0,5 % по давлению.
- ✓ Необходимость остановки и запуска источника без подъема компоновки НКТ.



АГДУ



ГТВ





Результаты промышленных работ



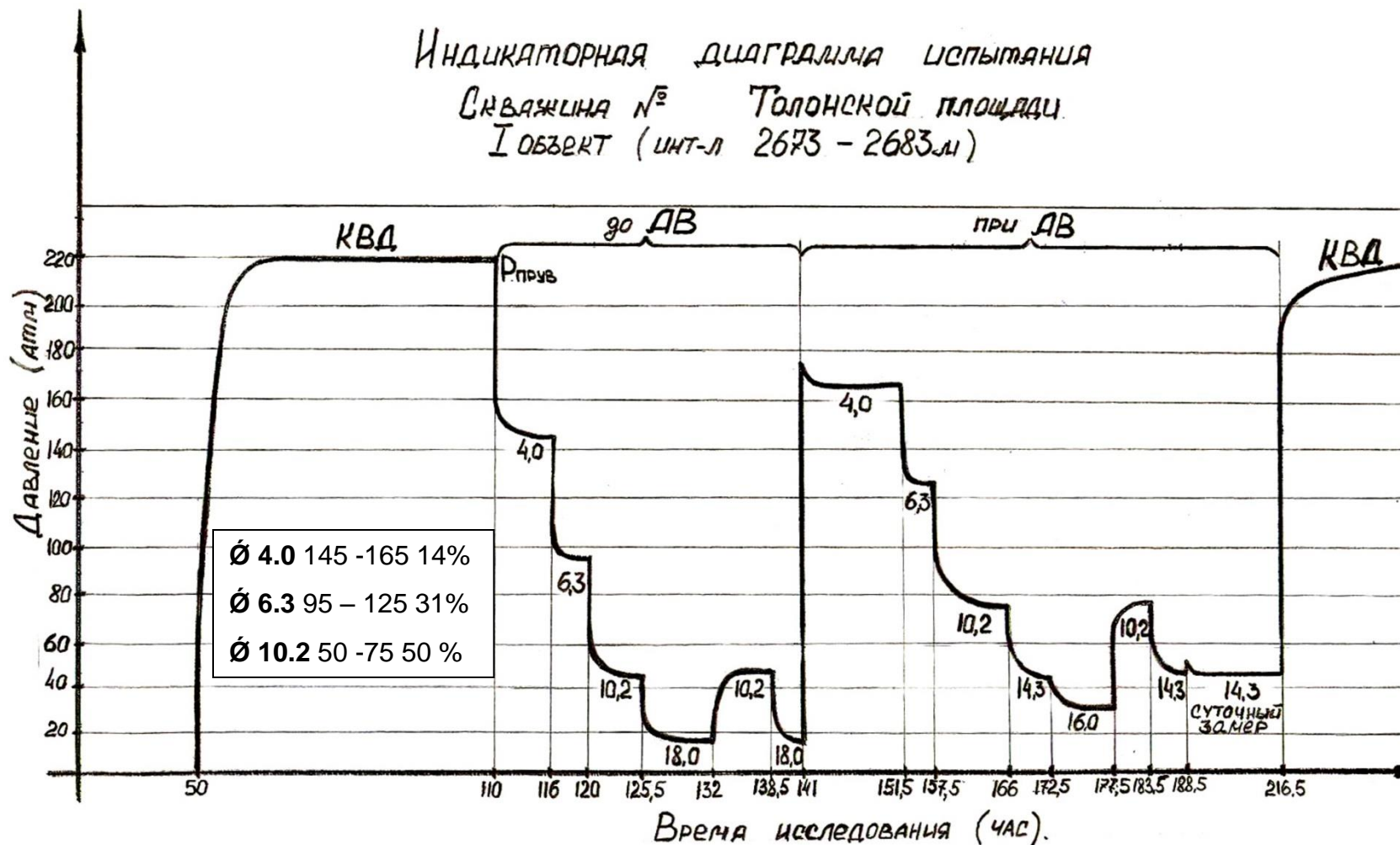
№	Предприятие	Месторождение	№ скважины	Интервал перфорации, м		Результаты освоения по затрубю после спуска источника		Результаты освоения во время работы источника		Прирост абс по дебиту, т м3/сут	Прирост относ. по дебиту, %
						Дшт, мм	Q, тм3/сут	Дшт, мм	Q, тм3/сут		
1		Толонская площадь.		2673	2683	4	40,3	4	45,6	5	13
						6,3	60,7	6,3	85,4	25	41
						10,2	71	10,2	116,9	46	65
						18	83,7	18	132,4	49	58
						18	83,7	18	131,4	48	57
						10,2	75,6	10,2	121,5	46	61
2		Н-Хамакинское		1712	1740	-	-	14,3	132,1	-	-
						2,4	8,86	-	-	-	-
						3,97	25,12	-	-	-	-
						5,25	37,94	-	-	-	-
						6,03	40,83	6,03	48,5	8	19
						7,25	16	7,25	55	39	244
9,25	53	-	-	-	-						



№	Предприятие	Месторождение	№ скважины	Интервал перфорации, м		Результаты освоения по затрубю после спуска источника		Результаты освоения во время работы источника		Прирост абс по дебиту, т м3/сут	Прирост относ. по дебиту, %
						Дшт, мм	Q, тм3/сут	Дшт, мм	Q, тм3/сут		
3		Среднетюнганская площадь		2872	2886	6,02	51,03	6,02	71,1	20	39
						9,06	56,8	9,06	76,14	19	34
						11,96	68,57	11,96	85,06	16	24
4		Среднетюнганская площадь		2918	2925	4	23,19	4	42,43	19	83
						6,2	34,8	6,2	63,53	29	83
						8,1	44,8	8,1	72,1	27	61
						9,98	48,6	9,98	81,98	33	69
						11,98	50,7	11,98	86,2	36	70



Индикаторная диаграмма испытания
 скважина № Толонской площади
 Объект (инт-л 2673 - 2683м)





Заключение.

Результаты промысловых испытаний на действующих скважинах позволяют сделать следующие выводы:

- Акустическая обработка с помощью погружаемых в скважину виброисточников ускоряет и углубляет очистку призабойной зоны газового пласта что повышает дебит скважины и устьевые давления.
- Мощность виброисточника достаточна для обработки прискважинной зоны пласта в радиусе до 30 м.
- Согласно стендовым испытаниям волновые импульсы не оказывают негативного влияние на цементное кольцо.



Спасибо за внимание!