

Метод восстановления добычи нефти Комсомольского месторождения путем ликвидации смятия эксплуатационной колонны с оптимизацией алгоритма работ



РОСНЕФТЬ

XI Региональная научно-техническая конференция молодых специалистов ООО «РН-Пурнефтегаз»

Автор : Сальседо-Карденас Л.Р.

Оператор ДНГ 4-го разряда ЦДНГ-2
УДНГИГК



Цель:

- Восстановление добычи нефти на скважинах со смятием эксплуатационных колонн

Задачи:

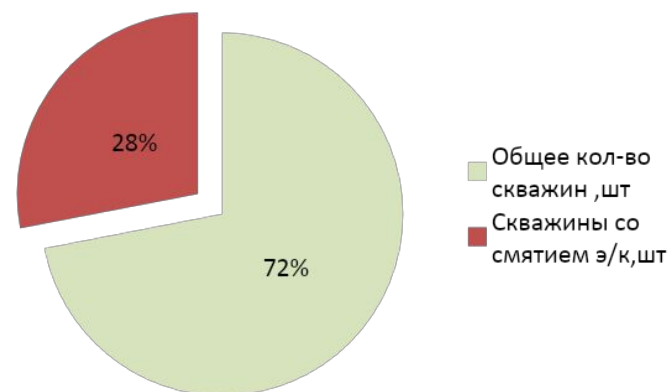
- Обоснование применения гидравлических домкратов ГИД с механическими пуансонами и двухпакерных компоновок с СТТ 120 мм на месторождениях ООО «РН-Пурнефтегаз»
- Внедрение нового способа ликвидации смятия эксплуатационных колонн на скважинах Комсомольского месторождения
- Анализ целесообразности применения

Общие сведения по смещениям э/к на Комсомольском месторождении на 14.02.2016



	2013г и ранее	2014г	2015г	2016г	Всего
Количество выявленных смещений ЭК	34	51	71	11	167
Суммарный $Q_{н\text{ ост'}}$, т/сут	406,54	361,97	545,16	32,46	1346,13
Суммарный $Q_{ж\text{ ост'}}$, м ³ /сут	4262	5319	5384	212	15177
Повторные смещения Внедрением доп. колонны	3	11	14		28
ВДК, спуск ГНО выше инт. смещения	4	9	7	3	23
ВДК, спуск ГНО ниже инт. смещения	1	4	12	3	20
Без извлечения аварийного ПО (спуск выше инт. смещения)	5	6	8	1	20
Смену ЭЦН не проводили			3		3
Простой скважин В ремонте				1	1

Состояние эксплуатационного фонда
Комсомольского месторождения



Период повторных смятий плавающий 1-9 месяцев, в среднем 5 мес.

Продолжительность ремонта скважин в среднем составила 1068час.



Геологическая информация по зоне смятия в районе пласта ПК-1

Возраст	Свита	Глубина	Объекты разработки	Объекты разработки			
К1 Апт-альб К2 -Сеноман	Покурская	<1200	ЗПК10 ПК16	1			
		1000-1300	ПК18	2			
			ПК19 - ПК22	3			
К1 Готерив-баррем	Вартовская	2000-2550	АП3 - АП5	4			
			АП6	5			
			АП7 - АП11	6			
			БП0 - БП4	7			
			БП5 - ЗБП6	8			
			К1 Валанжин	Меглонская (шельфовая часть)	2395-2720	ЗБП6 - БП8	9

Группа
пластов ПК

Группа
пластов АП

Группа
пластов БП

Все смятия приурочены к залежи ПК1, которая активно разрабатывается ОАО «Газпром», что привело к снижению давления в газовом пласте и составляет 0,25...0,30 от гидростатического.

Смятия приурочены к интервалу 854-1002 м и сложены следующими породами:

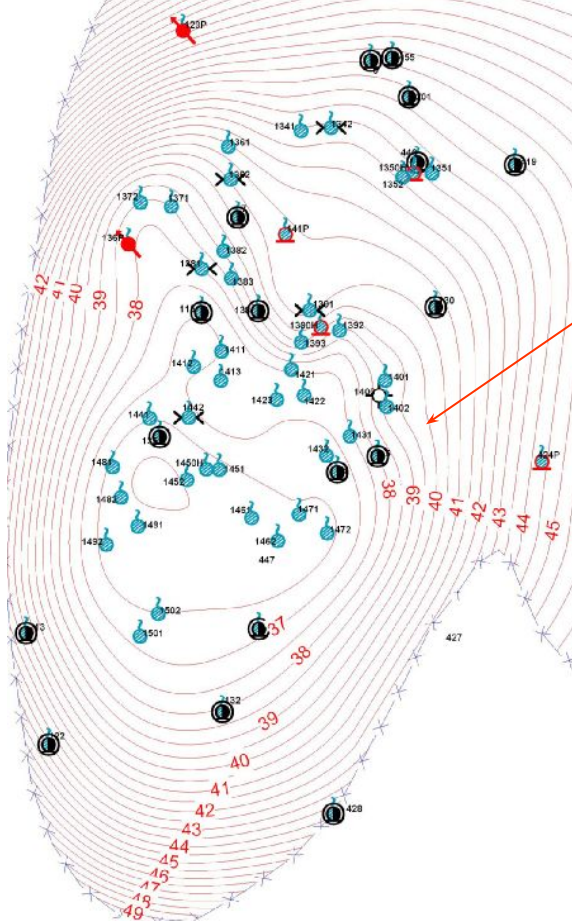
В интервале 895-1002м – Сеноманский ярус представлен песчаником газонасыщенным.

В интервале 1002-1080м – Сеноманский ярус представлен песчаником водонасыщенным.



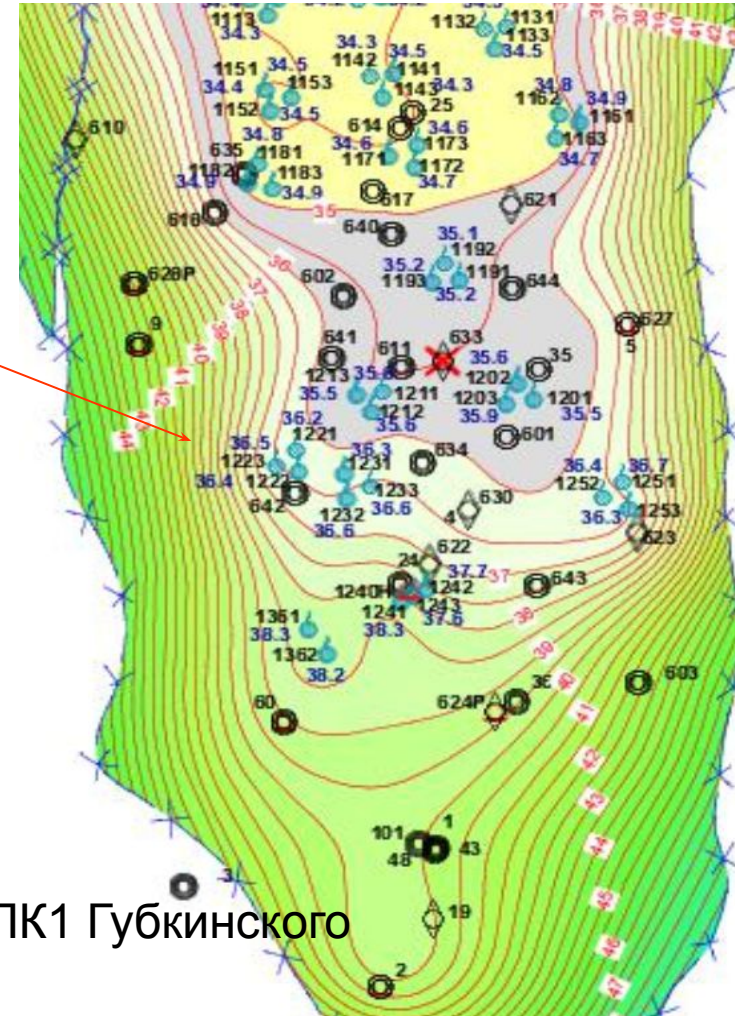
Зоны риска выбытия фонда на Барсуковском и Губкинском месторождениях

Карта изобар пласта ПК1
(район УПСВ-6) Барсуковского
месторождения



Зоны риска
 $R_{пл} < 40$ атм

Более 151 скважин с суммарным
 $Q_n = 2,150$ т/сут



Карта изобар пласта ПК1 Губкинского
месторождения



Методы восстановления диаметра скважины с применением гидравлического глубинного домкрата ГИД и пуансона

- Гидравлический домкрат успешно опробован на 35 скважинах для ликвидации прихватов

Наименование	Условное обозначение			
	ГИД 140-1	ГИД 146-1	ГИД 168-1	ГИД 219-1
Условный диаметр колонны, мм.	140	146	168	219
Максимальное усилие, передаваемое на ловильный инструмент, кН.	550	550	850	1350
Максимальное усилие, развиваемое гидродомкратом, кН.	450	450	750	1200
Количество силовых цилиндров, шт	3 4 5	3 4 5	4 5 6	3 4 5
Давление, соответствующее максимальному усилию гидродомкрата, МПа	38,0 28,5 23,0	32,5 24,5 19,5	36,0 29,0 24,0	34,5 26,0 20,0
Рабочий ход поршней гидродомкрата, мм.	700	700	700	700
Давление в полости гидроцилиндров при срезе штифтов, МПа.	5-8	5-8	5-8	5-8
Габаритные размеры:				
Диаметр в транспортном положении, цилиндр/якорь, мм	108/112	114/118	130/136	178/182
Длина, мм	9130	9150	9200	9930
Максимальный диаметр якоря в рабочем положении, мм.	130	136	158	210
Рабочая среда.	Буровой раствор, нефть, вода			
Температура среды, оС, не более.	100			
Масса, кг, не более	410	430	560	870
Присоединительные резьбы: верх: муфта НКТ, мм	Ø 89	Ø 89	Ø 102	Ø 114
низ: ниппель замка	3Н-95 (резьба 3-76) ГОСТ 5286			3Н-113 (резьба 3-88)





Метод восстановления э/к путем установки ИРП-146



- прочная герметичная фиксация ИРП в эксплуатационной колонне;
- возможность доступа к забою через ИРП стандартным инструментом: колонной НКТ, гибкой трубой, геофизическими приборами;
- возможность установки непосредственно в ИРП пакеров в т.ч. осевого действия, для проведения различных технологических операций под давлением: ОПЗ, опрессовка, РИР;
- возможность комплектовать компоновку большой протяженности;
- возможность извлечения из скважины перекрывающего устройства.



Экономическая эффективность

Ежесуточный прирост	10,6
Эксплуатационные затраты, млн руб.	3,4
Операционные затраты, млн руб.	3,01
NPV, млн руб.	42
IRR, %	22
DPI	1,5



Спасибо за внимание!

26.02.2016