

First Digital Oil Field implementation in Kazakhstan Case Study



Bekzhan Alimbayev Reservoir Engineer



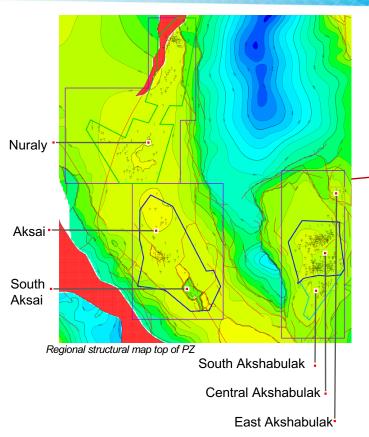
Agenda

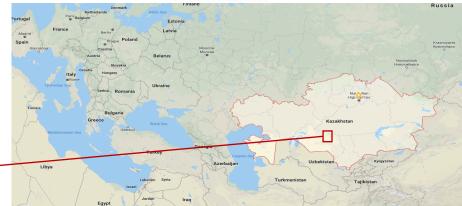
- Company overview
- Strategic goals
- Project roadmap
- Solution Architecture
- Project overview and workflow examples
- Project value



Company overview





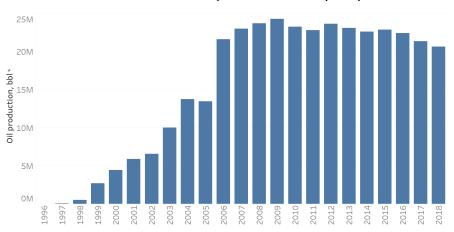


Oilfields discovery	1989
Establishment of the company	1993
First oil production	1996
Todays production ~ 50 000 bbl/d	Present
Production License	2024

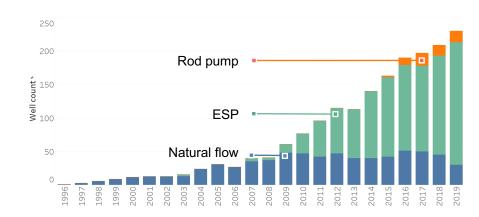


Company overview

Annual oil production (bbl)



Well count by lift types



Number	Number of production wells in September 2019											
Active	Natural flow	ESP	Rod pump									
230	30	183	17									





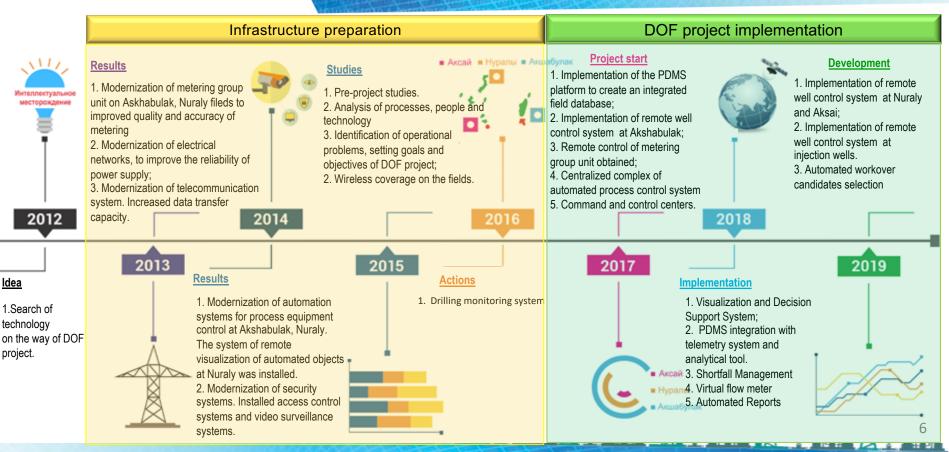
- Monitoring and analysis of well performance to increase mean time between failures for ESP wells
 - Obtain specialized tools to identify wells prone to unplanned shutdowns
- Time reduction of data gathering, processing and reporting
- Increase the quality of oil allocation due to virtual flow meter



Obtain a single consolidated operational database that provides seamless data gathering, processing, integration and visualization

Project roadmap

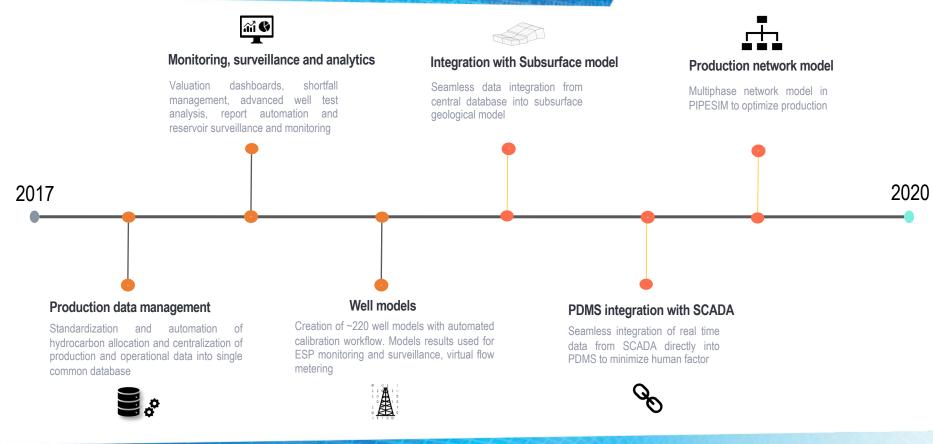




Schlumberger-Private

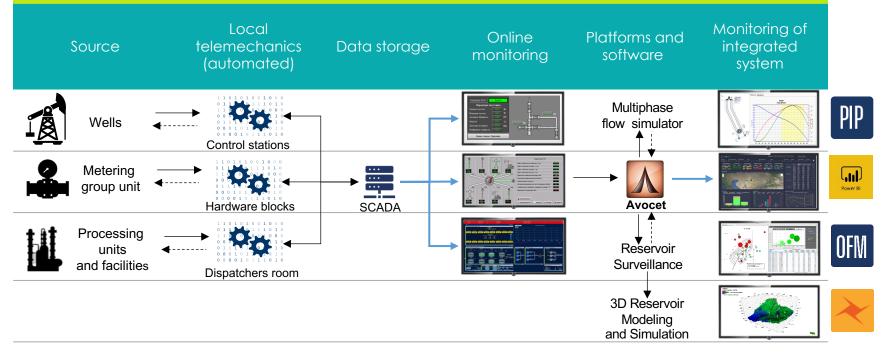
Project roadmap (DOF project implementation)





Solution Architecture





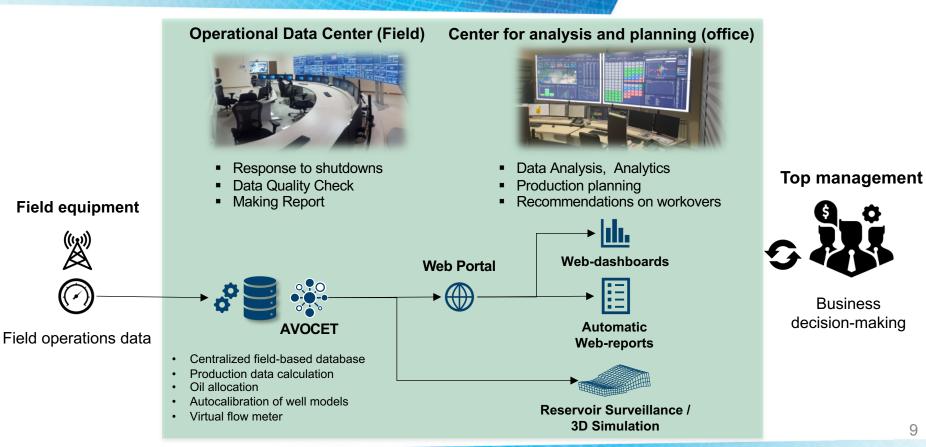
— Data transfer

Visualization

Control

Unified Integrated Data Workspace and Team Collaboration





Web-reporting in One Click



al Transas - Cepep priving Power X +				Time-saving up to 600 working days per year															
← → C O He защищено srvkavocet/KGM8U/browse/																			
KazGerMunai	KazGerMunai				inai										Ċ	KazGerMunai			
★ Избранное	★ Избранное □ Обзор		🛨 Избранное 🔲] O630p										*	★Избранное ☐ Обзор				
🗇 Главная				Главная > 3.2.1. Добыча по скважинам												Главная > 2.12. Промысел. Отчет нефти за месяц			
Главная	Главная > 3.1.2. Основные показатели добычи г	a3a		Дата 14.02.2019 Группа Месторождений Акшабулак,Нураль,Аксай Кызы. 🗸											Тла				
П Тип Имал	Дата 14.02.2019			цата толосого протранија сила со состанија се со состанија со состанија со состанија со состанија со состанија Масторожденија Акшабулак Центраљенија Акшабу У Сказакиња Акша 03,4кш 03,4кш 03,4кш 04,4 У											дата 01.01.2019 🛅				
2.1. МЭР добывающих окважим	Id <			• Id < T m27 > DI Ù ⊕ 100% ▼ ⊟ v ⊕ Hadru [Anne										< < 1 µ31 > > ⁽¹⁾ (C) 100% ▼ 🗟 - ↔					
🔲 🧕 2.10. Отчет о добыче жидкости и нефти																			
2.11. Ежем инфо доб нефти конед				Схема документа В 3.2.1	11-	КазГерМунай				ый рапорт по скважинам мір: Акшабулак, Нуралы, Аксай.				КазГерМунай					
🔲 🧕 2.12. Промысел. Отчет нефти за месяц				🖻 Акшабулак	ж			E	жедневный суточны					Отчет нефти за Январь 2019 года					
2.13. Промысел. Отчет о движении нефти за месяц	TORMALTON COMMISSION OF TORMALTONE	ізатели газа: Акц	 В ЦППН-3" ма В ЦППН-4" ма 											УТВЕРЖДАЮ: Зам. генерального директора по производству: Ся Шицзюнь. /Мамадахунов А.К					
2.2. МЭР нагнетательных схважин				 AГЗУ-МАФ-4 	8										33	м. генерального директора по производству: Ся Шицзюнь. //	мамадахунов А.К		
2.3. Состояние фонда по доб сказнинам	Добыча газа КГМ Добыча попутного газа всего	тыс.мЗісут 1572.307	нараст. за 1 22132.7	⊞ D/-1	Pices Contract	Ntonsamunar :	-	штуцер, мм	Тап экспл	Qac(M2) no	Get(me) no	OSe N	armysiep	Pmp P	Land				
2.4. Состояние фонда по наг окважинам	Добына попутного газа всего Добыма газа Акшабулак	1572.307 тыс.м3/сут	22132.11 Habacm, 38	⊛ ЦЛПН-5" ма	1		ade	manifesti ana	Tan Sector	peakuny	ражиму		and the	r nip r		Nt Наименование операции	Количество, ти		
2.9. Состояние разработки месторождений	Добыча попутного газа	1018.895	14322.2	B D/-3 A		Axuu 07	10-0-2	35.00	3LJH 60/1600	51	24	43.0 %	3UH35	18.0		Общая добыча	218968		
3.1.1. Основные показатели добычи и сдачи нефти по мест	В т.ч. добына ЦПЛН	807.980	11171.5	⊞ TУ-3 Б		Anu 11	MHH-1	35.00	3UH 30/2000		0			8.3		в том числе, добыча м/р Акшабулак	202559		
. — 3.1.10. Отчет по КЛРС	В т.ч. добыча ГУ-1	41.561	595.02	B D/-4		Asia 12 Asia 12	K0-0-2 K0-0-2	35.00	3LH 40/2000 3LH 60/1700	36 35	12	60.0 % 70.0 %	3UH35		7.8	в том числе, добыча м/р Нуралы	10848		
3.1.2. Основные показатели добычи газа	В т.ч. добына ГУ-2	169.354	2555.67	⊞ TV-5	1	Asia 202	104	20.00	3LJH 250/1600	250	33	84.0 %	364133		7.8	1 в том числе, добыча м/р Аксай	5560		
	Передано на ЦПТГ со ске. ЦППН	807.912	11167.5	нуралы	1	Anu 203	M-II-1	10.00	3LH 30/1600	21	16	8.0 %	3LJH 10	16.0		из них, добыча с УПН-Нуралы на ЦППН (слив на ППН)	0		
3.1.3. Основные показатели закачки воды	Перебано на ЦПТГ со ске. ГУ-1	39.851	574.17	Аксай	- A.	Ax10 204	K0-0-1	16.00	3LH 20/1700	27	22	0.0 %	3LJH/16	14.1	14.2	из них, добыча с тестовых скважин на УПН-Нуралы	0		
3.1.4. Фонд добывающих скважин	Перебано на ЦПТГ со скв. ГУ-2	168.465	2542.65		1 2	Anu 200	K0-0-1	35.00	3LJH 20/1700		0			15.0	4.0	из них, добыча с тестовых скважин на ЦППН, (слив на ППН)	0		
3.1.5. Внутрисменные простои добывающих окважин	использованно на собственные нужды	2.158	27.689		5	Akuu 210	K04	35.00	3LJH 125/2000	163	65	50.0 %	30,0135	13.0		2 Технологические потери	370		
	иа них ЦППН	0.000	0.000			Anu 297	KO-IIIa	35.00	3LJH 80/1700	65	52	2.0 %	3LJH/14	14.1		3 Заполнение	3		
3.1.5. Внутрисменные простои добывающих скважин (с тех.режимом)	43 HUX FY-1	1.710	20.849			Axuu 30	KO-IIIa	20.00	3LJH 500/1600	330	45	83.0 %	3LJH/35	17.4	15.0	4 Расход на собственные нужды	86		
3.1.5. Простои добывающих скважин	из них ГУ-2	0.448	6.840	1		Всего ЦЛПН-3" манифольд				978	202				_	5 Снятие с технологического остатка	0		
3.1.6. Фонд нагнетательных скважин	соккено на факеле ЦППН	0.068	4.014	1		Ax10 218 Ax10 222	M-8-1 M-8-1	8.00	3LH 40/2000 3LH 30/1700	29	3	87.0 %	3UH8 3UH35	18.2	4.1	6 Общая сдача	220004		
3.1.7. Фонд водозаборных скважин	сожкено на факеле УЛГ-2	0.000	0.000	1		Asw 236	M-8-1	35.00	UTH 25-175/125-RHBM	41	34	8.0 %	UCH/35	16.0	_	6.1 в том числе, сдача м/р Акшабулак 6.2 в том числе, сдача м/р Нуралы	202875		
	сожкено на факале ГУ-1	0.000	0.000			Anu 251	M-II-1	35.00	3LH 40/1700	36	11	63.0 %	34H35	16.4		6.3 в том числе, сдача м/р Нуралы 6.3 в том числе, сдача м/р Аксай	5551		
3.1.8. Проделанные работы по исследованию окважин	сожиено на факеле П/-2	0.441	6.174	1		Anu 291	KO-III	10.00	Φ	145	72	40.0 %	10	39.7		6.4 из них сдача в ПККР	0		
3.1.9. Orser FTM	Добыча газа Нуралы	тыс.м3/сут	нараст. за		, and a	Akur 344	M-8-1	16.00	3LJH 80/1600	70	20	65.0 %	31,016	17.0		6.5 из них сдача в терминалы г. Кызылорда	0		
3.2.1. Добыма по скважинам	Добыча попутного газа	126.528	1740.07			Anu 350	10-11	12.00	Φ	258	150	25.0 %	12	38.2	15.8	7 Остаток на 01.01.19	8926		
3.2.2. Закачка по скезокинам	Передано на УПГ	120.261	1650.65		ž	Asu 351	M-8-1	12.00	3LJH 30/1700	15	12	1.0 %	3LJH/10	20.7		7.1 из них в ЦППН	7040		
	использованно на собственные нужды	3.650	53.221		5	Anu 354	KO-IIIANI	35.00	3LJH 100/1700	147	42	65.0 %	3UH/35	19.9	2.6	7.2 из них в УПН	1887		
KGM live	B.m.v. YITH	1.635	25.443			Anu 419 Anu 455	M-II-1/2 KO-IIIA	35.00	3LH 60/2000	61	18	65.0 %	3UH/35 3UH/10	16.8 25.5	0.0	8 Остаток на 01.02.19	7431		
Ежедневная Добыча Водозаборных Скванин	В.т.ч. Печи на нефтепроводе Нур-Акш.	2.015	27.778			Anu 455 Anu 501	KO-IIIa KO-III	10.00	3LH 125/2000 3LH 40/2000	374	305	70.0 %	3UH/10 3UH/14	25.5	10.0	8.1 из них в ЦППН	6294		
	сожкено на факеле УПН (популный ваз)	2.015	27.778			Всего ЦППН-4" манифольд				1222	697					8.2 из них в УПН	1137		
	Teenenene ng mayana su lu (neukunan cas)	2.919	21.110			Incrua riumura, wanybourd				100	997								

Time caving up to 600 working days per year

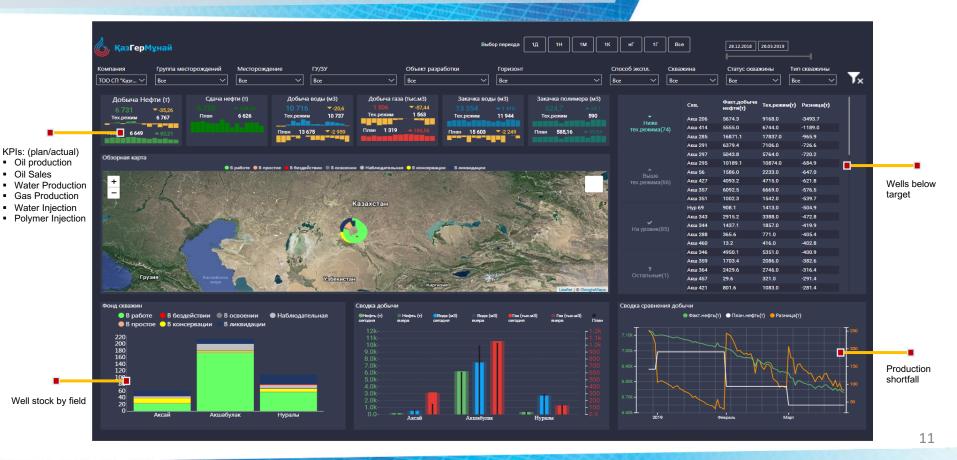
List of reports:

- Daily: 16
- Monthly: 12

Example: Daily production report

Web-dashboards: Asset Overview





Web-dashboards: Well Test Analysis

Well test

by wells

summary



ABC diagram Выбор периода 1Д 1H 1M 1K Boe ҚазГерМұнай нГ 30.07.2018 28.10.2018 гу/зу Компания Группа месторождений Месторождение Объект разработки Горизонт Способ экспл. Скважина Статус скважины Тип скважины Τx Bce Акшабулак АВС диаграмма Нуралы Жидкость выше Скважина Акс 08 Акс 10 Акс 10Д Акс 14 Акс 23 Госледний дебит воды Жидкость ниже Акш 21 Акш 22 AKU 22 . 남**가**라 Hyp 200 □ Нефть выше, во... Рост добычи во... ш 24 Hyp 404 Hyp 41 кш 253 2 10 201 AKU 28 HYP 2 Жидкость ниже AKU 2 AKU 28 AKU 294 AKU 29 HYP Жидкость выше кш 31 AKU 35 AKU 355 22.10.201 Hyp 51 26.10.2018 Нефть выше, вода н Рост добычи воды AKU 42 AKU 425 AKU 428 22.10.2018 AKU 41 4.10.2018 Hyp 151 Hyp 215 Hyp 226 24 10 2018 Hyp 49 28,10,2018 Hyp 71 AKU 3 10-3 -29 29 - 38 48 4 1017 51 Изменение дебита воды Дней с AKU 447 AKU 43 AKU 444 Hyp 80 27,10,2018 Hyp 02 28.10.201 Hyp 101 28:10:201 Hyp 1 27:10:20 Скв. замера История Замеров 92 76 76 Нур 09 AKC 10 Дебит нефти (m3/сут) — Дебит жидкости (m3/сут) Дебит воды (m3/сут) 🧧 Обводненность (%) Hvp 217 Akui 24 Размер штуцера (mm) Axu 11 64 62 Axiii 446 Аксай sillor 6.1 Axc 51 AKU 219 AKU 222 Axu 224 AKU 236 Axui 288 AKC 42 AKC 57 10.90 AKC 10 AKC 23 AKC 56 Axu 421 50 44 Akul 43 5.3 tierr 23.0 Axu 201 42 AKU 244 AKU 262 Axu 281 AKU 344 Акш 30 21,10,2018 Axu 296 42 Акс 7Д Axc 08 Axc 49 AKC 53 AKC 14 9 TRYT 19.5 0 42 42 Акш 33 Indian SAT 62.5 m2/cyr 60* Axui 46 AKU 354 AKU 359 AKU 361 21.10.2018 AKU 419 21.10.2018 AKU 422 22.10.2018 Axui 286 30 AKC 54 22,10,2018 AKC 77 AKC 41 22.10.2018 AKC 58 Акш 206 29 AKC 50 22.10.2018 Сентябрь Ноябра 28 Hyp 402 Октябрь AKU 283 26 Акш 454 20.10.2018 Акш 202 22.10.2018 Акш 56 24 23 2 slove 18.5 0 1 n/cyr 12.8 0 AKC 59 22.10.2018 Сводка Событий по скважине Axu 251 23 Axu 501 5.2 x3/cvr 6.1 1 Номео скважины ий замер Пред-поопедний зан 20 Акш 203 16.10.2018 Акш 205 AKU 215 22.10.2018 AKU 218 21.10.2018 Акш 245 22.10.2018 Axiii 55 Дата Местопокление Axui 34 19 18.6 yipyy 14.5 0 7.3 vice15.1 0 1000 9.60 5 riovr 20 0s дней назад Axui 357 18 Объект разработки Нафть (п/кул) AKU 448 18 Акш 255 AKU 29 AKU 291 Акш 299 13.10.2018 Bogs (NS/cyr) Акш 24 Горизонт Акш 299 Manager (Million Axu 306 Offeng, (%) Axu 358 LUTYLED (MM) Тип скважины: Axu 449 AKU 34 AKU 306 13.10.2018 AKU 330 16.10.2018 AKU 343 22.10.2018 AKU 346 15.10.2013 Pycns. (dep) Axc 58 Группа скважин: Комментали AKU 282

Web-dashboards: Well performance analysis (ESP)

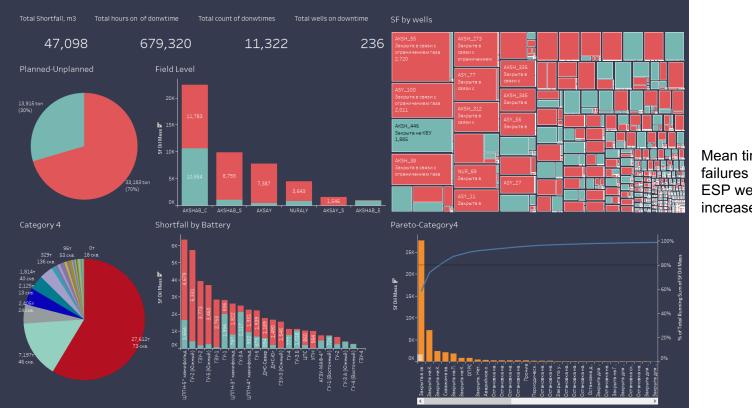




Schlumberger-Private

Web-dashboards: Downtime shortfall analysis

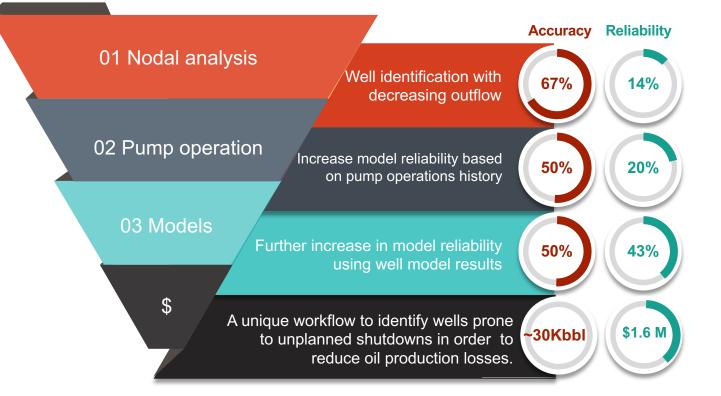




Mean time between failures (MTBF) in ESP wells increased up to 3%

A unique workflow to identify wells prone to unplanned shutdowns





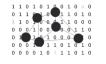




- Mean time between failures (MTBF) in ESP wells increased up to 3%
- Potential additional production up to 30K barrels of oil (\$1.6 mln) due to unique workflow



- Time reduction of "quality" data gathering, processing and reporting
- Increase the quality of oil allocation due to virtual flow meter
- A single consolidated field-based database obtained



- Automation of workflow (time-saving up to 600 working days per year)
- Increased the value of management decisions





Thank you!

