SURTEK

1511 Washington Avenue — Golden, Colorado 80401 — [303] 278-0877 — FAX: [303] 278-2245

TECHNICAL PROGRESS REPORT

DOE Contract No DE-AC22-93BC14860

Detailed Evaluation of the West Kiehl
Alkaline-Surfactant-Polymer Field Project
and It's Application to Mature Minnelusa Waterfloods

submitted by
Surtek, Inc.

Contract date: January 7, 1993

Anticipated Completion Date: September 30, 1994

Principle Investigator: Malcolm J. Pitts
Surtek Program Manager: Harry Surkalo

Contract Specialist: William R. Mundorf
Contract Officer's Representative: Tom Reid

Report for the Period of
July to September 1993

DISCLAIMER

This report was prepared as an account of work sponsored by an agency of the United States Government. Neither the United States Government nor any agency thereof, nor any of their employees, makes any warranty, express or implied, or assumes any legal liability or responsibility for the accuracy, completeness, or usefulness of any information, apparatus, product, or process disclosed, or represents that its use would not infringe privately owned rights. Reference herein to any specific commercial product, process, or service by trade name, trademark, manufacturer, or otherwise does not necessarily constitute or imply its endorsement, recommendation, or favoring by the United States Government or any agency thereof. The views and opinions of authors expressed herein do not necessarily state or reflect those of the United States Government or any agency thereof.

MASTER

DISTRIBUTION OF THIS DOCUMENT IS UNLIMITED

76 XT #3
RECEIVED
MAR 11 1994
OSTI

I. Objectives of Study

The objective of "Detailed Evaluation of the West Kiehl Alkaline-Surfactant-Polymer Field Project and It's Application to Mature Minnelusa Waterfloods" is to 1) quantify the incremental oil produced from the West Kiehl alkaline-surfactant-polymer project by classical engineering and numerical simulation techniques, 2) to quantify the effect of chemical slug volume injection on incremental oil in the two swept areas of the field, 3) to determine the economic ramifications of the application of the alkaline-surfactant-polymer technology, 4) to forecast the results of injecting an alkaline-surfactant-polymer solution to mature waterfloods and polymer floods, and 5) to provide the basis for independent operators to book additional oil reserves by using the alkaline-surfactant-polymer technology.

This report will document the initial geological and reservoir engineering data gathering. In addition, some of the initial laboratory results will be discussed. Some evaluation of the West Kiehl has been published.^{1,2}

II. Summary of Technical Progress

Geological and Reservoir Engineering Evaluation - A geological study of 72 fields surrounding the West Kiehl is complete. Of the 72 fields, 35 were studied in detail. Table 1 lists the fields studied in more detail as well as some information about each field.

Current and estimated ultimate oil recovery data were developed for each of the 35 fields using decline curve analysis. The data are summarized in Table 1.

From this list of 35 fields, two were selected for numerical simulation. The fields selected from numerical simulation were:

Polymer Flood	Simpson Ranch
Waterflood	South Prairie Creek

Initially Semlek North was selected as the comparative polymer flood. However after a more extensive reservoir engineering study, Simpson Ranch was thought to be a better analog reservoir to the West Kiehl. A series of geologic maps and cross sections have been prepared for Prairie Creek South and Simpson Ranch. The Minnelusa producing zone was subdivided into separate horizons based on log characteristics and reservoir parameters in both of the analog fields and the West Kiehl. These maps provide the basis for determining pore volumes for each of these zones. Porosity and water saturations from the logs were utilized to calculate hydrocarbon pore volumes. Reservoir simulation models will be run on both of these fields.

The remaining 33 fields were also being subjected to reservoir analysis. Each of these fields has been mapped in slightly less rigorous manner than West Kiehl and the two additional fields to be numerically simulated. Pore volumes and oil saturations were calculated. The production histories were subjected to decline analysis to determine ultimate oil recoveries, both primary and secondary. From the primary performance characteristics, reservoirs with a water drive, a partial water drive, and no water drive were defined. A table of information about each field, an isopachous map, and a plot of the oil production, oil cut and injection rate was developed for each of the 35 fields. For the Edsel Field, the information sheet is included as Table 2, the isopachous map as Figure 1, and the production and injection information as Figure 2.

Laboratory Study - Two linear corefloods and seven radial corefloods were completed. Relative permeability analysis indicated the Minnelusa Lower B sand is water-wet and the mobility ratio for water-displacing oil averages 2.2. Oil saturation shifts were from 0.836 PV to 0.358 PV, for a recovery of 47.8% of the initial oil saturation. Injection of polymer (Pusher 700) after the waterflood recovered no additional oil. Injection of 0.8 wt% Na_2CO_3 plus 0.1 wt% Petrostep B-100 plus Pusher 700 reduced the oil saturation to 0.224 PV for an additional recovery of 0.134 PV of incremental oil or 37.4% of the waterflood residual oil. Dynamic retention of chemical from the linear corefloods averaged 72,966 lb/acre-ft for Na_2CO_3 , 5,123 lb/acre-ft for Petrostep B-100, and 723 lb/acre-ft for Pusher 700 injected with Na_2CO_3 plus Petrostep B-100 and 314 lb/acre-ft when injected dissolved in Fox Hills water prior to alkaline-surfactant-polymer solution. When Pusher 700 dissolved in injection water was injected after the alkaline-surfactant-polymer solution, an additional 49 lb/acre-ft was retained by the Minnelusa sand. Based on resistance factor and chemical retention data of these linear corefloods the injection concentration of 1,050 mg/l Pusher 700 is sufficient for mobility control if 1 PV of polymer were injected.

Chemical oil recoveries of the radial corefloods using 4 inch radial discs are summarized in the following table. The chemical floods were performed with no waterflood prior to chemical injection with the exception of two corefloods.

<u>Chemical Injected</u>	<u>Waterflood Recovery %S_{oi}</u>	<u>Chemical Flood Recovery %S_{oi}</u>	<u>Combined Recovery %S_{oi}</u>
Waterflood followed by 37% PV ASP	45.4	12.6	58.0
Waterflood followed by 13% PV ASP	47.7	5.5	53.2
29% PV ASP - 10% PV Polymer	----	61.2	----
13% PV ASP - 26% PV Polymer	----	52.7	----
94% ASP - no Polymer	----	65.9	----
43% Polymer	----	40.0	----
40% Polymer	----	50.2	----

The average polymer flood performed no better than the average waterflood, 45.1% S_{oi} versus 46.6% S_{oi}, respectively. However, injection of 0.8 wt% Na₂CO₃ plus 0.1 wt% Petrostep B-100 plus 1,050 mg/l Pusher 700 recovered 15% S_{oi}. Additional oil was recovered when 30% PV or more of ASP slug was injected. Reducing the volume of alkaline-surfactant-polymer slug injected to 13% PV lowered the incremental oil production to 6.2% S_{oi}.

Numerical Simulation of the West Kiehl Field - The net sand isopachous maps have been in-put into the simulator and the grid system designed. A history match has not been achieved. A radial coreflood history match to calibrate the chemical option of the numerical simulator has been initiated but a history match has not been achieved.

Simulation Analyses Application to Waterflooded Minnelusa Fields - This section has not been started.

III. References

1. Clark, S.R., Pitts, M.J. and Smith, S.M.: "Design and Application of an Alkaline-Surfactant-Polymer Recovery System to the West Kiehl Field," SPE Advanced Technology Series, Vol 1, Number 1, April 1993, pages 172-179.
2. Meyers, J.J., Pitts, M.J., and Wyatt, K.: "Alkaline-Surfactant-Polymer Flood of the West Kiehl, Minnelusa Unit," SPE/DOE 24144.

SURTEK, INC.

Table 1, Page 1

MINN FIELD PRODUCTION
TWP 51N to 55N -
RGE 67W to 69W
PROD-SEL 10/02/93

DOE - ASP STUDY
LISTING OF SELECT MINNELUSA RESERVOIRS
IN STUDY AREA

TOTAL FIELDS 35

WATERFLOODS
POLYMER WATERFLO
ASP WATERFLOODS

WATERFLOODS
POLYMER WATERFLOODS
ASP WATERFLOODS

13
10
1

WATER DRIVES
AUGMENTED WATER DRIVES

8
3

FIELD	PROD ZONE	DRIVE MECHANISM		LOCATION		RGE	CUR PROD in 1992		CUM PROD thru 1992		INJECTION		PROD thru 1992		INJECTION		DISC DATE	UNIT DATE	OIL GRAV	WELLS			VOLUME acre ft	AREA acres	AVG NET PAY FEET	AVG POR %
		PRIMARY	SECONDARY	SEC	TWP		OIL bbls	WTR bbls	OIL Mbbls	WTR Mbbls	in 1992 bbls	thru 1992 Mbbls	in 1992 bbls	thru 1992 Mbbls	in 1992 bbls	thru 1992 Mbbls				TOTAL	PROD	INJ				
ALPHA	MNLS C	PART WTR DR	POL-WTRFLD	1,2&11	51N	69W	854,237	538,832	3,856.3	1,355.3	1,468,500	4,107.8	856.3	1,355.3	1,468,500	4,107.8	1986	1989	25.3	10	5	5	13,922.21	393.78	35.36	16.60%
AMERICAN	MNLS UB	SOL GAS	POL-WTRFLD	5&6	52N	68W	28,505	24,156	244.1	84.1	63,028	340.1	244.1	84.1	63,028	340.1	1986	1988	20.9	4	2	2	3,023.86	204.52	14.79	17.58%
AMMO	MNLS UB	SOL GAS	WATER FLOOD	16&17	52N	68W	15,207	93,019	173.0	457.7	168,160	650.3	173.0	457.7	168,160	650.3	1985	1988	19.9	2	1	1	988.00	76.00	13.00	20.10%
ART CREEK	MNLS A&UB	SOL GAS	WATER FLOOD	8	51N	67W	40,069	80,935	868.3	715.0	262,700	1,725.0	868.3	715.0	262,700	1,725.0	1981	1985	22.3	5	3	1	3,949.70	145.33	27.18	19.34%
ASH	MNLS UB	PART WTR DR	WATER FLOOD	27&28	52N	69W	12,754	1,171	272.0	3.0	21,378	21.4	272.0	3.0	21,378	21.4	1987	1992	20.0	3	2	1	2,085.70	95.56	21.60	16.78%
BERGER HILL	MNLS LB	WATER DRIVE		6	53N	67W	35,407	1,019,955	921.3	10,600.4			921.3	10,600.4			1975		19.0	3	1		3,078.55	184.08	16.72	25.00%
BRACKEN	MNLS UB	SOL GAS	POL-WTRFLD	12&13	52N	69W	80,977	52,108	471.2	268.5	422,655	1,476.6	471.2	268.5	422,655	1,476.6	1983	1986	21.4	5	3	2	3,091.91	199.92	15.47	17.43%
BREAKS	MNLS LB	WATER DRIVE	AUG WTR DR	26	52N	69W	329,751	357,216	1,774.9	1,854.9	745,305	1,604.0	1,774.9	1,854.9	745,305	1,604.0	1976	1990	21.0	3	2	1	6,356.79	205.43	30.94	22.98%
CAMBRIDGE	MNLS UB	SOL GAS	POL-WTRFLD	28	53N	68W	38,195	10,409	217.4	32.6		0.0	217.4	32.6		0.0	1989	1993	20.2	6	4	1	5,066.23	218.06	23.33	20.22%
DEADMAN CREEK	MNLS LB	SOL GAS	POL-WTRFLD	18&19	53N	67W	65,127	119,629	1,254.7	823.6	526,574	5,461.1	1,254.7	823.6	526,574	5,461.1	1973	1979	22.0	6	4	2	5,461.10	265.63	24.82	18.07%
EDSEL	MNLS UB	SOL GAS	WATER FLOOD	25,26,35&36	54N	68W	208,157	1,671,895	4,260.2	7,468.9	1,895,200	12,243.7	4,260.2	7,468.9	1,895,200	12,243.7	1981	1984	21.0	12	7	3	10,059.79	375.82	27.05	22.52%
GUTHERY	MNLS A&UB	SOL GAS	WATER FLOOD	3	51N	67W	118,734	962,914	3,945.8	5,676.3	1,037,399	9,688.5	3,945.8	5,676.3	1,037,399	9,688.5	1963	1968	21.0	8	4	3	8,338.47	217.29	38.37	21.23%
HEATH	MNLS C	WATER DRIVE		8&9	52N	68W	24,872	177,234	716.0	2,740.4			716.0	2,740.4			1980		22.0	6	3		6,845.34	247.67	27.75	18.50%
HEATH NORTH	MNLS LB	WATER DRIVE		4&5	52N	68W	131,282	506,119	684.1	1,018.4			684.1	1,018.4			1987		22.0	5	4		2,060.07	87.86	19.64	26.85%
HOOVER GULCH	MNLS UB	SOL GAS	WATER FLOOD	24	52N	69W	32,643	44,140	350.0	423.3	43,580	220.0	350.0	423.3	43,580	220.0	1974	1986	19.0	3	2	1	2,078.19	123.59	13.59	16.73%
KIEHL	MNLS UB	SOL GAS	POL-WTRFLD	30&31	53N	68W	300,759	383,664	2,523.7	677.9	810,300	3,264.1	2,523.7	677.9	810,300	3,264.1	1973	1985	21.8	9	6	3	11,995.32	383.37	30.88	22.10%
KIEHL WEST	MNLS LB	SOL GAS	ASP-WTRFLD	25&36	53N	68W	76,000	126,075	782.7	242.4	220,821	1,072.5	782.7	242.4	220,821	1,072.5	1985	1987	24.0	6	4	1	2,086.45	145.02	14.39	19.05%
LAD	MNLS UB	SOL GAS	WATER FLOOD	17,18&19	54N	67W	84,534	326,536	2,664.3	1,890.0	436,400	4,674.2	2,664.3	1,890.0	436,400	4,674.2	1978	1982	21.3	9	6	3	8,912.06	323.08	27.58	21.20%
LILY	MNLS A&UB	SOL GAS	WATER FLOOD	26,27,34&35	54N	68W	181,941	682,172	1,950.8	1,453.2	853,503	3,364.2	1,950.8	1,453.2	853,503	3,364.2	1984	1987	21.7	5	3	2	5,077.03	213.30	23.80	21.32%
LITTLE MISSOURI	MNLS LB	SOL GAS	POL-WTRFLD	5,31,32	54&55N	67W	210,902	96,820	988.8	198.7	352,364	1,228.2	988.8	198.7	352,364	1,228.2	1986	1989	22.9	8	5	2	5,283.82	277.56	19.04	19.17%
LITTLE MITCHELL CRK	MNLS LB	SOL GAS	WATER FLOOD	11,14	52N	69W	204,682	340,648	9,481.3	3,574.7	576,745	12,665.8	9,481.3	3,574.7	576,745	12,665.8	1966	1969	25.4	10	8	1	19,076.52	663.62	28.75	20.44%
LONE CEDAR	MNLS UB	SOL GAS	POL-WTRFLD	8,9,16&17	51N	69W	390,602	828,631	2,600.6	2,035.1	1,250,481	5,001.1	2,600.6	2,035.1	1,250,481	5,001.1	1984	1987	25.0	10	5	4	7,218.94	261.00	27.66	20.70%
MELLOTT RANCH	MNLS A&UB	SOL GAS	WATER FLOOD	2,10&11	52N	68W	139,015	1,457,911	6,195.0	21,110.0	1,990,428	27,000.9	6,195.0	21,110.0	1,990,428	27,000.9	1960	1965	20.7	12	4	4	14,171.89	518.21	27.35	21.65%
OSHO	MNLS LB	WATER DRIVE		22&27	53N	68W	72,532	165,319	1,172.9	1,477.9			1,172.9	1,477.9			1983		22.4	4	2		3,471.31	249.66	13.93	22.01%
OSHO NORTH	MNLS LB	WATER DRIVE		22	53N	68W	83,461	123,286	1,037.1	792.3			1,037.1	792.3			1984		22.4	2	2		2,754.58	107.20	25.70	22.00%
PRAIRIE CREEK SO	MNLS UB	SOL GAS	WATER FLOOD	16	53N	68W	50,772	115,159	652.5	135.4	185,784	878.2	652.5	135.4	185,784	878.2	1985	1988	21.2	3	2	1	1,651.12	94.06	17.55	20.94%
REYNOLDS RANCH	MNLS UB	WATER DRIVE		6,1	52N	67&68W	24,617	972,161	1,196.8	10,927.7			1,196.8	10,927.7			1974		24.0	2	2		1,839.91	87.78	20.96	26.60%
RULE	MNLS LB	PART WTR DR	WATER FLOOD	15	52N	69W	88,668	0	388.7	0.0	205,805	279.8	388.7	0.0	205,805	279.8	1985	1991	25.0	2	1	1	2,577.00	86.50	29.79	17.10%
SEMLEK	MNLS LB	WATER DRIVE		27	52N	68W	44,841	320,062	3,223.7	5,009.8			3,223.7	5,009.8			1962		22.6	4	2		6,437.54	253.48	25.40	21.20%
SEMLEK NORTH	MNLS LB	WATER DRIVE	AUG WTR DR	16&21	52N	68W	51,661	118,919	1,438.0	492.1	185,754	888.8	1,438.0	492.1	185,754	888.8	1975	1988	22.6	4	3	1	3,846.19	207.00	18.58	16.81%
SEMLEK WEST	MNLS UB	WATER DRIVE	AUG WTR DR	28&29	52N	68W	128,646	1,285,470	5,790.9	15,636.9	536,708	12,369.4	5,790.9	15,636.9	536,708	12,369.4	1962		23.0	14	5	3	15,284.43	574.49	26.61	18.73%
SIMPSON RANCH	MNLS UB	SOL GAS	POL-WTRFLD	15	51N	69W	21,741	242,655	791.7	1,891.0	243,195	2,749.0	791.7	1,891.0	243,195	2,749.0	1977	1990	21.0	4	2	1	3,587.05	172.00	20.85	18.03%
TERRACE	MNLS LB	WATER DRIVE		11,12	51N	69W	419,311	585,989	3,631.1	2,847.0			3,631.1	2,847.0			1985		21.0	6	5		8,885.54	268.05	33.15	23.52%
WAGONSPOKE	MNLS LB	PART WTR DR	WATER FLOOD	3,34	52&53N	69W	36,635	1,192,634	2,915.6	7,466.8	1,102,741	13,639.8	2,915.6	7,466.8	1,102,741	13,639.8	1972	1978	28.0	8	3	2	6,295.52	258.00	24.46	19.60%
WOLF DRAW	MNLS UB	SOL GAS	POL-WTRFLD	18,24	52N	68&69W	121,299	7,752	503.6	92.5	515,628	515.6	503.6	92.5	515,628	515.6	1988	1992	21.5	4	2	1	4,436.46	296.26	16.48	17.31%
TOTALS							4,748,536	15,031,595	69,938.8	111,473.6	16,121,136	127,130.3	938.8	111,473.6	16,121,136	127,130.3				207	119	53	211,294.59	8,480.17		
AVERAGE							135,672	429,474	1,998.3	3,185.0	597,079	4,708.5	998.3	3,185.0	597,079	4,708.5	1979	1985	22.1	6	3	2	6,036.99	242.29	23.50	20.27%
MAXIMUM							854,237	1,671,895	9,481.3	21,110.0	1,990,428	27,000.9	481.3	21,110.0	1,990,428	27,000.9	1989	1993	28.0	14	8	5	19,076.52	663.62	38.37	26.85%
MINIMUM							12,754	0	173.0	0.0	0	0.0	173.0	0.0	0	0.0	1960	1965	19.0	2	1	1	988.00	76.00	13.00	16.60%

MINN FIELD PRODUCTION
TWP 51N to 55N -
RGE 67W to 69W
PROD-SEL 10/02/93

	PROD	AVG	FVF	FM	Rw	PORE	ORIGINAL	CURR	CURR	PROJ	PROJ	EST	EST	DEPL	EST	PROJ	EST	EST	DEPL	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST	EST
--	------	-----	-----	----	----	------	----------	------	------	------	------	-----	-----	------	-----	------	-----	-----	------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

EDSEL FIELD INFORMATION SUMMARY

FIELD	EDSEL	DISCOVERY	1981	
PRODUCING ZONE	MINNELUSA UPPER B	UNIT	1984	
LOCATION	CROOK COUNTY, WYO	OIL GRAVITY	21.0	
	TWP 5+4N – RGE 68W	OIL VISCOSITY cp	17.2	
	SECS 25, 26, 35 & 36	WATER VISCOSITY cp	0.46	
DRIVE MECHANISM	WATERFLOOD	DEPTH feet	6,431	
		FORMATION TEMPERATURE °F	147	
		Rw @ FORMATION TEMP ohms	0.25	
<u>CURRENT PRODUCTION</u>				
<u>1/1 to 12/31/92</u>				
OIL bbls	208,157	<u>RESERVOIR PROPERTIES</u>		
WATER bbls	1,671,895	VOLUME acre feet	10,059.79	
		AREA acres	375.82	
<u>CUMULATIVE PRODUCTION</u>				
<u>thru 12/31/92</u>				
OIL Mbbls	4,260.2	AVERAGE NET PAY feet	27.05	
WATER Mbbls	7,468.9	AVERAGE POROSITY	22.52%	
INJECTION Mbbls	12,243.7	AVERAGE Sw	32.00%	
		FORMATION VOLUME FACTOR	1.030	
<u>CURRENT RATES</u>				
OIL bopd	570	PORE VOLUME Mbbls	17,575.5	
OIL CUT %	11.07%	OIL IN PLACE Mbbls	11,603.2	
		EST ULTIMATE RECOVERY %OOIP	43.34%	
		CURRENT RECOVERY %OOIP	36.72%	
		CURRENT DEPLETION %	84.71%	
<u>WATERFLOOD DECLINE ANALYSIS</u>				
<u>ECONOMIC CUTOFF</u>				
OIL bopd		<u>PRIMARY DECLINE ANALYSIS</u>		
OIL CUT	5.00%	<u>ECONOMIC CUTOFF</u>		
ESTIMATED DECLINE	15.00%	OIL bopd	90	
PROJECTED ULTIMATE RECOVERY Mbbls	5,028.9	END OF PRIMARY DECLINE	03/1984	
PROJECTED REMAINING RESERVES Mbbls	768.8	ESTIMATED DECLINE	45.00%	
ESTIMATED REMAINING LIFE years	5.25	PROJ ULTIMATE RECOVERY Mbbl	817.2	
(from 1/1/93)		PRIMARY RECOVERY %OOIP	7.04%	
OOIP: PORE VOLUME	0.660	CUMULATIVE OIL: PORE VOLUME	0.242	
ULTIMATE RECOVERY: PORE VOLUME	0.286	CUMULATIVE WATER: PORE VOLUME	0.425	
REMAINING O.I.P.: PORE VOLUME	0.374	CUMULATIVE INJ: PORE VOLUME	0.697	
		BALANCE	0.029	
<u>PRODUCTION</u>				
<u>LOCATION</u>	<u>NAME</u>	<u>CUM OIL – bbls</u>	<u>CUM WTR – bbls</u>	<u>STATUS</u>
SWSW 25 – 54 – 68	BRISLAWN #7	571,285	1,385,670	PUMP – OIL
NWSW 25 – 54 – 68	BRISLAWN #8	393,139	71,992	PUMP – OIL
SWNW 25 – 54 – 68	UNIT #9	343,769	110,273	PUMP – OIL
NWSE 26 – 54 – 68	BRISLAWN #1	93,064	48,139	INJ
NESE 26 – 54 – 68	BRISLAWN #4	1,888,014	3,765,755	PUMP – OIL
SESE 26 – 54 – 68	BRISLAWN #5	432,390	339,238	SI – OIL
NWSE 26 – 54 – 68	BRISLAWN #2	2,760	14,843	SWD
SWSE 26 – 54 – 68	GOOD LAD #1	20,518	17	INJ
NENE 35 – 54 – 68	UNIT #7	22,152	29,344	INJ
NWNW 36 – 54 – 68	STATE #1	465,649	1,647,019	PUMP – OIL
NENW 36 – 54 – 68	STATE #2	54,587	31	PUMP – OIL
SWNW 36 – 54 – 68	STATE #3	265	5,280	TA – OIL
<u>INJECTION</u>				
<u>LOCATION</u>	<u>NAME</u>	<u>CUR INJ – bbls</u>	<u>CUM INJ – bbls</u>	<u>STATUS</u>
SWSE 26 – 54 – 68	GOOD LAD #1	412,991	3,572,024	INJ
NWSE 26 – 54 – 68	BRISLAWN #1	430,515	3,839,904	INJ
NENE 35 – 54 – 68	UNIT #7	1,051,676	4,851,724	INJ

LEGEND

✧	DRY HOLE	70/65	Net Porosity/Net Oil Pay
●	PRODUCING OIL WELL	nde	Not Deep Enough
◆	SHUT IN OIL WELL	n.p.	Production Zone Not Penetrated
◆	ABDN. OIL WELL	E	Production Zone Eroded
⊕	WATER INJECTOR	n.i.	No Well Information
⊕	WATER DISPOSAL		

SURTEK

1811 Washington Avenue — Golden, Colorado 80401 — (303) 578-8077 — FAX: (303) 578-2248

EDSEL AREA
CROOK COUNTY, WYOMING

EDSEL FIELD
MINNELUSA UB
ISOPACH: NET OIL PAY
C.I.=10'

GEOLOGY: L.GRIFFITH

8/93

END

DATE
FILMED

3 / 29 / 94