

А.С. Трофимов, С.В. Бердников, Н.Р. Кривова,
А.А. Алпатов, Г.И. Давиташвили, О.М. Гарипов

ОБОБЩЕНИЕ ИНДИКАТОРНЫХ (ТРАССЕРНЫХ) ИССЛЕДОВАНИЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Многие исследователи давно отметили наличие трещиноватости как на керновом материале, так и в самом пласте. О влиянии трещиноватости на процесс разработки посвящено незначительное количество работ [1, 2].

Образование каналов низкого фильтрационного сопротивления (трещин) носит преимущественно техногенный характер. Это обусловлено наличием динамо-напряженных зон и флексурно-разрывных нарушений [3]. ГРП, глубокие депрессии и высокие репрессии при бурении, освоении и эксплуатации скважин, очевидно, превышают критические величины раскрытия динамо-напряженных зон и флексурно-разрывных нарушений и, тем самым, способствует образованию трещин (каналов с аномально низким фильтрационным сопротивлением — НФС).

С целью изучения трещиноватости коллектора и влияния трещин на процесс разработки наряду с гидродинамическими, петрофизическими и другими методами применяют аэрофотокосмические и индикаторные исследования [4, 5].

Трассерные исследования заключаются в закачке в нагнетательную

скважину жидкости, систематическом (по заданной программе) отборе проб жидкости из добывающих скважин, анализе проб на присутствие трассера и интерпретации полученных резуль-

татов с целью разработки геолого-технических мероприятий по управлению процессом заводнения.

Привлечение индикаторных исследований позволяет многократно повы-

сить информативность промысловых данных о разработке исследуемых объектов, и тем самым значительно повысить надёжность принимаемых решений по воздействию на пласт методами повышения нефтеотдачи (МПН) по ремонтно-изоляционным работам (РИР) и интенсификации притока (ИП).

На базе трассерных исследований проводится коррекция гидродинамических параметров с целью оптимизации режимов по каждому пласту и каждой скважине:

Трассерные исследования позволяют:

1. Определять местоположение перспективных участков для первоочередного разбуривания.
2. Анализировать КИН для использования результатов в проектных решениях.
3. Оптимизировать работу



**ТРУБЫ
БУРИЛЬНЫЕ**
с приварными замками
для геофизических изысканий
при поиске и разведке нефти и газа

ОАО «Завод бурового оборудования»
460026, Россия, г. Оренбург, пр. Победы, 118
Тел.: (3532) 75-68-14, 75-42-67
Факс: (3532) 75-68-19, 75-42-73
E-mail: zbo@pochta.ru
http://www.zbo.ru

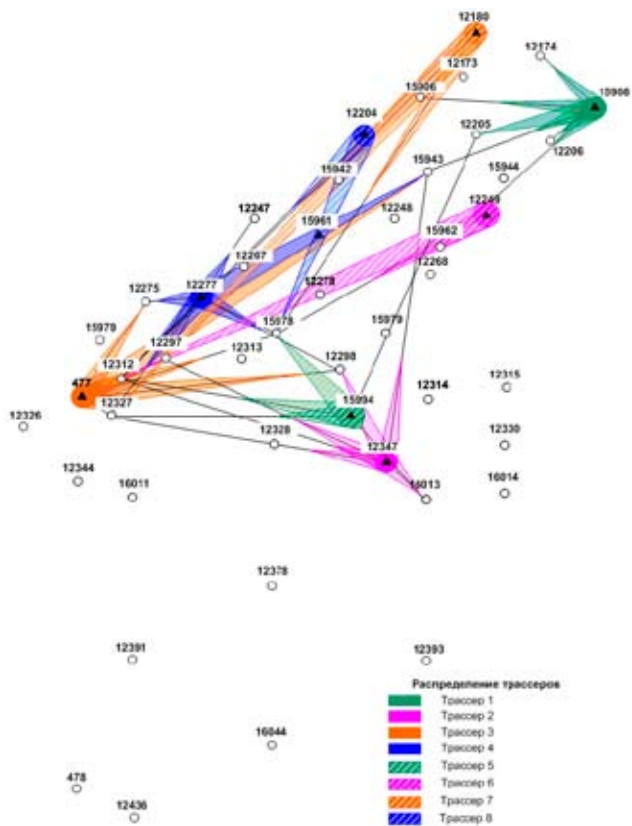


Рис. 1. Розы - диаграммы приведенных скоростей прохождения трассеров

нагнетательного фонда с целью предотвращения интенсивного техногенного трещинообразования.

4. Определять частично заблокированные ПЗП определяющиеся выпадением смол, асфальтенов, парафинов, образованием устойчивых эмульсий.

5. Определять преимущественное направление фильтрации и коэффициента нефтевытеснения в зависимости от ориентация зерна.

Многочисленные индикаторные исследования (табл. 1), проведенные на объектах: Ай-Еганского, Ватинского, Покомасовского, Южно-Ягунского, Северно-Поточного, Дружного, Средне-Балыкского, Мыхпайского, Малочерногорского, Урьевского, Западно-Асомкинское, Лор-Еганского, Гун-Еганского, Вань-Еганского, Ершового, Южного, Комсомольского, Тюменского, Новомолодежного, Кирско-Коттынского, Северо-Ореховского, Самотлорского и др. месторождений, показывают:

- наличие обширных гидродинамически связанных каналов с аномально

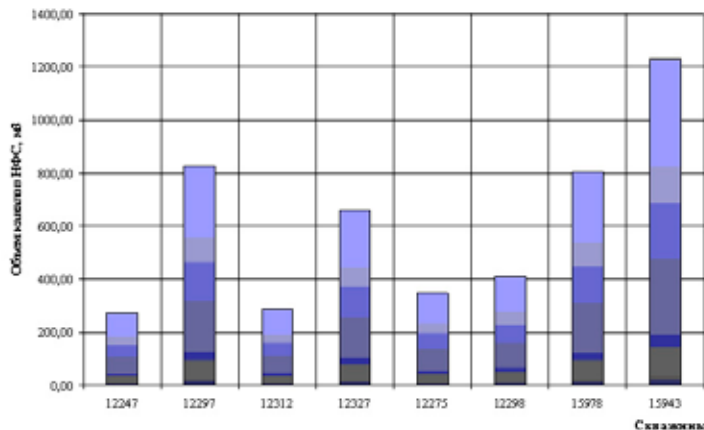


Рис. 2. Распределение объемов каналов НФС от скважины 12277

– низким фильтрационным сопротивлением (НФС);
 объем каналов НФС, развиваемый одной нагнетательной скважиной, варьирует в широком диапазоне 59–7631, м³;

- фазовые проницаемости каналов НФС колеблются в достаточно широком интервале – 55–251294 мкм², что также на 2–6 порядков превышает характерные значения для пластов;
- скорости фильтрации закачиваемой воды, меченной индикаторами, находится в интервале 0,8–2052 м/час, что превышает характерные скорости фильтрации для полимиктовых коллекторов на 2–6 порядков;
- появление в добывающих скважинах во времени нескольких пиков (экстремумов) подъема концентрации от 1 до 12, что свидетельствует о фильтрации нескольких каналов НФС;
- раскрытость каналов НФС оценивается в размере $(4,2–1160) \cdot 10^{-3}$ мм, и имеет тенденцию к расширению;
- количественное влияние давления нагнетания (перепада давления) на раскрытость каналов НФС и коэффициента охвата;
- практически полное отсутствие фильтрации из каналов НФС в матрицу коллектора (слабая гидродинамическая связь);

- непроизводительную фильтрацию закачиваемой воды по каналам НФС в количестве 8–43%, не совершающей работу по нефтевытеснению;
- повышение скорости фильтрации по каналам НФС с увеличением неоднородности коллектора;
- распределение преимущественной ориентации прохождения трассера по простиранию пласта как правило, происходит в двух взаимно – перпендикулярных направлениях: юго – запад и (северо-восток) и юго-восток (северо-запад) с некоторыми флуктуациями;
- продолжающиеся техногенные трещинообразования в пласте.

Каналы НФС довольно существенно влияют на процесс разработки в сторону снижения коэффициентов охвата и нефтевытеснения.

В первую очередь это влияние проявляется в непроизводительной фильтрации закачиваемой воды по каналам НФС (8–43%). Это сказывается на снижении энергетики работы пласта. Во-вторых снижается коэффициент охвата разработкой, и как правило, конечная запроецированная нефтеотдача не достигается. Анализ разработки исследуемых объектов показывает недоизвлечение на 2–8% к запроецированным показателям. Причем этот фактор (влияние каналов НФС) не учитывается при проектировании разработки. Таким образом, можно утверждать, что отсутствие учета влияния каналов

НФС при проектировании разработки ведет к завышенному КИН на 2–8%. Необходимо отметить тот факт, что фильтрация нефти и воды по каналам НФС протекает в турбулентном режиме (число Рейнольдса превышает 50000), что способствует образованию устойчивых эмульсий прямого и обратного типа. Несмотря на небольшую раскрытость

каналов НФС в среднем 0,10 мм) процесс заводнения способствует их расширению. Например, за один год фильтрации на одном месторождении увеличение площади поперечного сечения составило с 0,1 до 0,66 мм (в 6,6 раза). При этом процесс сопровождается обильным выносом мех. примесей. Специализированные трассерные ис-

следования, проведенные на различных давлениях нагнетания показывают, что снижение давления нагнетания не способствует смыканию трещин, что свидетельствует о необратимости процесса. Однако отмечается незначительное снижение скоростей фильтрации (но не приведенных скоростей), проницаемостей, объемов каналов НФС.

Таблица 1. Параметры продвижения трассеров по пластам объектов месторождений Западной Сибири

№ п/п	Месторождение	Пласт	Дата	№ нагнет. скв.	Вид трассера	Ру, МПа	Приемистость, м³/сут	Диапазон скоростей, м/час	Объем каналов всего, м³	Диапазон объемов, м³	Количество экстремумов	Диапазон проницаемостей, Д
1	Ватинское	ЮВ1	29.09.89	1118	ФН	17	200	6,0-95,6	220		1-3	48-2480
2	Покамасовское		21.09.90	151	ФН	15		2,2-19,4	110		1-8	
3	Южно-Ягунское	БС112	10.09.92	2247	РА	12	317,6	8,3-46,2	494,8	4,2-11	1-7	9,2-494
		БС102	10.09.92	2232	РА	12	327,6	8,6-71,9	448,5	4,8-15,8	1-8	25,9-928
4	Северо-Поточное	Б6	26.07.93	7149	ФН	9,7	666	14,2-186,4	683,9	6,7-54,6		45,6-7310,3
		Б6	05.08.93	6046Б		10	762	7,9-160,4	1141,2	9,8-101,4		20,1-4229
		Б8	03.08.93	6337Б	ФН	10	518	11,9-212,5	680,7			23,9-7089,1
		Б8	03.08.93	6548	РА	8,8	392	10,8-92,3	588	1,9-21		17,9-1608,7
5	Дружное	БС101	25.03.93	201	РА	10	300	4,2-270,5	181	1,4-20,9		7-5033
		БС101	25.03.93	2185	ФН		628	14,2-187,5	517	13,6-65,4		127-2607
6	Южно-Ягунское	БС112	15.05.93	2312	РА	11	312	14,3-120,3	365,5	9-40,8		47,6-2415,4
		БС112	15.05.93	2172	ФН	14	253	7,4-141,9	458,4	11,3-48,9		34,4-2490,8
7	Средне-Балыкское	БС10	28.05.93	3003	ФН	14	370	6,7-90,3	1010	29,8-115,4		28,3-957,5
		БС10	28.05.93	3015	РА	14	600	7,3-41,8	2345,3	87,5-512,2		31-952,9
8	Дружное	БС102	28.05.94	2258	ФН	12	580	9,8-55,7	1060,5	26,6-99,0	1-3	49,7-494,9
		БС102	28.05.94	2275	РА	12	720	10,1-94,7	1045,2	24,6-116,8	1-3	35,3-1524,8
9	Мыхпайское	БВ8	26.09.95	252	РА	12	1000	5,8-1525	376,4	3,3-49,6	1-3	32,6-54423,8
		БВ8	26.09.95	289	ФН	12	480	46-6194	270		1-2	1419,9-251294,3
10	Мало-Черногорское	БВ10		641	ФН	14,5	280	2,4-52				
11	Урьевское	АВ1	15.11.96	1902	РА	10	150	9,2-819,1	145,2	1,2-8,7		61,2-22949,7
		АВ1	15.11.96	2528	ФН	10	80	12,1-675	59	2,4-17,8		114,8-12109,6
12	Западно-Асомкинское	ЮС1	09.12.97	147	РА	8	720	16,3-179,7	452,9	16,4-125,4		41,3-1214
		ЮС1	27.12.97	173	ФН	5	720	29,9-100	351,5	61,4-131,1		218,1-500,5
13	ЛорЕганское	БВ10	21.03.00	41	ФН	15	85	6,6-256,9	275,7		1-7	79,4-2854,1
		БВ10	01.06.00	45	РА	10	290	33,6-423,7	1211,8	2,2-629,3	1-5	342,-5099,9
14	Гун-Еганское	БС11	06.07.00	467	РА	10	120	9,2-1027,9	1694,6	6,6-316,6		22-13365
15	ВанЕганское	ПК19	04.08.01		РА	9,4	100	0,8-80,4	121,8		1-8	782-48110
16	Бобровское	А-4	16.06.01	283	ФН	10	231	1,8-367,5	450,2	4,4-55,3	1-8	25-820
		А-4	16.06.01	266	РА	11	67,7	1,5-240	413,7			7-1475
17	Ибряевское		25.07.01	1514	ФН	9						
18	Ершовое	ЮВ1		3105	РА	16,5	254,4	25,6-111	481,1	5,5-23,7		239,1-518,3
		ЮВ1		3122	ФН	16,5	635,9	5,2-74,3	1297,5	12,5-95,5		30,7-2224,1
		ЮВ1		3122*		13	100	10,7-112,5	104,7	1,9-11,7		33,8-1535
19	Южное	ЮВ1	11.03.03	220	ФН	20	280	1,9-584,8	277,8	2,5-69,2	1-9	109-13801
		ЮВ1	11.03.03	190	РА	14	320	1,7-2051,9	334,8	7,1-84,6	3-12	375-27830
20	Комсомольское	ПК18	28.08.03	4328	КА	22	220	1,25-165,3	1016,1	9,5-51,7	1-9	9-2636
		ПК18	28.08.03	4282	ФН	28,9	220	1,8-65	1499	14,5-105,4	1-3	12-1193
21	Кирско-Коттыгское	ЮВ1	22.07.04	161	ФН	16	260	0,9-19,9	169,1	0,2-8,97	1-7	0,8-3876
		ЮВ1	22.07.04	200	РА	15	290	0,5-892	514	0,3-30,8	1-8	0,3-693,7
22	Южное	ЮВ1	27.05.05	181	РА	13	285	1-2638	640,7	2,2-118,8	1-12	84,5-32812
		ЮВ1	27.05.05	327	ФН	19	195	3,3-6275	172,8	0,6-31,9	1-12	88,2-15566,8
23	Приобское	АС101	20.08.05	15908	ЭО	19	367	5,37-19,11	6115,2	53,2-468,9	1-10	136,1-728,9
		АС101	20.08.05	12347	ФН	21	262	1-14,1	3974,8	45,1-508,1	1-8	137,2-792,6
		АС101	19.08.05	477Р	ТНФ	17	393	0,62-10,2	7630,9	645,9-2582,3	1-7	40,6-862,5
		АС101	19.08.05	12277	РА	75,1	180	0,94-15,98	2806,1	98,7-705,5	1-7	70,7-1159,8
		АС101	20.10.05	15994	ЭО	16	221	0,93-490,96	309,9	2,8-34,9	1-8	155,8-23602,6
		АС101	20.10.05	12249	ФН	19	222	5,37-1449,5	281,9	2,4-33,5	1-7	488,9-437173
		АС101	20.10.05	12180	ТНФ	18	245	5,6-791,94	426,2	3,5-31,8	1-8	2190-109285,4
		АС101	20.10.05	12204	РА	18,5	195	5,9-1039,7	196,7	3,2-36,2	1-5	566,1-49374,6

Примечание:

РА — Роданистый аммоний; ФН — Флуоресцеин натрия; КА — Карбамид; ЭО — Эозин; ТНФ — Тринатрийфосфат; * — после ПДС

Таблица 2. Основные параметры продвижения закачиваемой жидкости от нагнетательных скважин

Вид трассера	№ скважины	Диапазон скорости, м/час	Объем каналов, м ³	Проницаемость, мкм ²	Раскрытость каналов, мм	Непроизводительная закачка воды, %
30	15908	5,37-19,11	6115,5	136,1-728,9	1,4 10 ⁻⁴	18,4
ФН	12347	1-14,04	3978,84	137,792,6	1,4 10 ⁻⁴	17,4
ТНФ	477Р	0,62-10,13	7630,9	40,6-862,5	0,5 10 ⁻⁴	3,1
РА	12277	0,94 – 15,98	2806,06	70,7 – 1159,8	0,9 10 ⁻⁴	1,1
30	15994	0,93-490,96	309,9	155,8-23602,6	0,07	3,3
ФН	12249	5,37-1449,5	281,9	488,9-437173	1	2,1
ТНФ	12180	5,6-791,94	426,2	2190-109285,4	0,8	2,3
РА	12204	5,9-1039,7	196,7	566,1-49374,6	0,32	0,1

Раскрытость, мм·10 ⁻³	Количество скв. обнаружен трассер / всего исследовано	K ^{тек} охв	K ^{кон} зав
9	6/19		
	7/8		
90	14/21	0,417	0,679
110	20		
1,2	21/94		
2,6	12/99	0,693	0,846
4,6	24/99		
4,2	28/94	0,621	0,841
	19/49		
4,6	13/62		
6,9	12/59		
7,4	17/71		
12,8	13/63		
20,6	9/39		
	18/74		
12,9	17/72		
11,5	25/37		
	11/37		
	4/38		
23	28/121		
21	11/80		
62	7/16		
	4/16		
	17/48		
12,2	18/20		
	13/41		
12	5/5		
100	17/22		
100	14/22		
	30/116		
	33/116		
37			
0,1-20,5	11/14		
100	11/14		
	39/51		
	30/51		
500	69/92		
500	67/92		
	16/17		
700	16/17		
1,4	6/16		
1,4	6/16		
0,8	7/16		
0,9	8/16		
0,07	8/16		
1	5/16		
0,8	6/16		
0,32	6/16		

Примечателен тот факт, что использование методов повышения нефтеотдачи с целью тампонирувания каналов НФС позволяет в среднем на 66% устранить их влияние. Однако, по истечении некоторого времени дополнительно увеличивается число каналов НФС. После деформации осадкообразующей системы, число и объем каналов НФС возрастает. Тем самым снижается коэффициент охвата и, соответственно, нефтеотдачи. Поэтому к использованию методов ПНП необходимо подходить довольно осторожно. Это говорит о необходимости периодичности и системности проведения методов ПНП.

Распределение трассеров по простиранию осуществляется преимущественно в двух взаимно – перпендикулярных направлениях:

- с юго – запада на северо – восток;
- с северо – запада на юго – восток, с незначительными флуктуациями, т.е. в стороны остаточной намагниченности коллектора, которая сохранилась с

времен формирования залежи. Рассмотрим трассерные исследования на примере объекта «А» одного из месторождений Западной Сибири. С целью определения гидродинамической связи между нагнетательными и добывающими скважинами, степени влияния закачки на показатели разработки, определения местоположения перспективных участков для первоочередного разбуривания и оптимизации работы добывающего и нагнетательного фонда скважин на объекте «А» были проведены трассерные исследования. Одновременно в 2005 г. было закачено восемь различных индикаторов в восемь различных нагнетательных скважин. Розы – диаграммы приведенных скоростей фильтрации по пласту в целом представлены на рис. 1. Анализ приведенных скоростей фильтрации показывает, что преимущественное распределение закачиваемой воды, меченой индикатором, происходит в двух взаимно – перпендикулярных направлениях

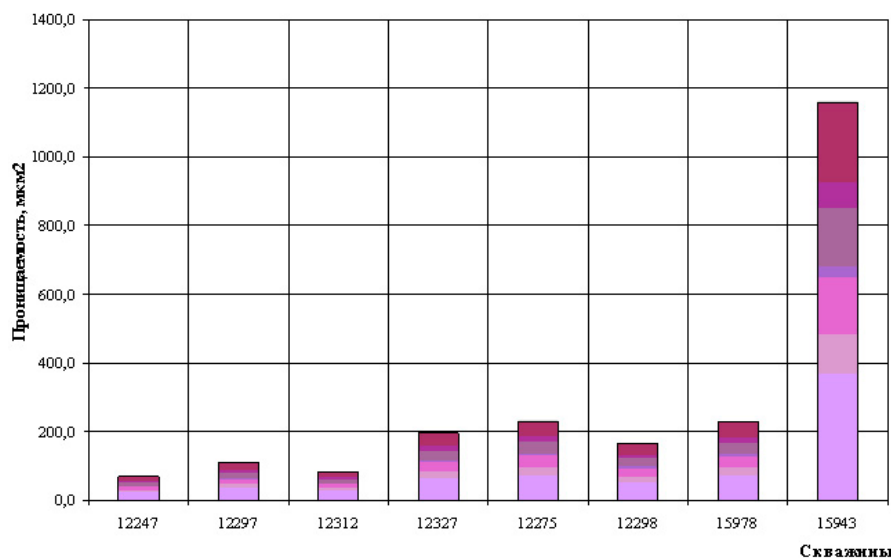


Рис. 3. Распределение фазовой проницаемости от скважины 12277

Таблица 3. Параметры продвижения трассера РА по пласту «А» от нагнетательной скважины 12277

№ скв.	Расстояние м/у нагнетат. и добывающими скв., м	Время от конца закачки до появления трассера, час	Скорость прохождения трассера, м/час	Перепад забойных давлений, МПа	Приведенная скорость, м/час/МПа	Объем каналов НФС, м ³	Всего	Распределение объемов, %	Проницаемость по воде, мкм ²	Диаметр каналов НФС по Фиттингу, мм
		I пик	I пик							
12247	974,7	516	1,89	14,4	0,13	271,35	271,35	9,7	70,7	0,00000
12297	628,14	106,71	5,89	18,6	0,32	174,87	828,85	29,5	109,9	0,00002
12312	1028,85	368,88	2,79	18,6	0,15	28642	286,42	10,2	83,9	0,00001
12327	1364,58	464,7	2,94	11,3	0,26	379,89	662,40	23,6	196,0	0,00002
12275	519,84	49,1	10,59	13,2	0,80	144,72	347,00	12,4	230,4	0,00007
12298	1472,88	516,41	2,85	14,0	0,20	410,04	410,04	14,6	165,8	0,00001
15978	801,42	105,25	7,61	14,7	0,52	223,11	803,07	28,6	229,4	0,00005
15943	2534,22	158,58	15,98	19,3	0,83	705,50	1230,17	43,8	1159,8	0,00056

- с северо-востока на юго-запад и наоборот;
- с юго-востока на северо-запад и наоборот.

Проведенные трассерные исследования позволили обнаружить техногенные нарушения. Основные параметры продвижения закачиваемой жидкости по пласту от восьми нагнетательных скважин приведены в табл. 2. Приведем подробнее одно из характерных трассерных исследований по скважине 12277.

Опытно-промышленные работы начаты в августе 2005 года закачкой трассера в скважину 12277. Через нагнетательную скважину в пласт АС101 ввели 20 м³ раствора роданистого аммония с концентрацией 15 г/л при давлении нагнетания на устье скважины 75,1 МПа и приёмности 180 м³/сут.

Параметры продвижения трассера по пласту рассчитывались по методике института СевКавНИПИнефть, как наиболее достоверно отражающей параметры продвижения трассеров по пласту [6]. Результаты расчётов по определению параметров продвижения индикатора РА по пласту «А» от скважины 12277 приведены в табл. 3. Роза - диаграмма приведённых скоростей перемещения индикатора РА от скважины 12277 представлена на рисунке 1.

Анализ проб жидкости на присутствие трассера РА проводился по 16 скважинам. Анализ интерпретации закачки трассера РА на участке со скважиной 12277 (табл.3) показывает, что из исследуемых 16 скважин в 8 из них обнаружены поступления трассера в течение 49,1–668,83 часов с момента его

закачки. Расстояния от скважины 12277 до этих скважин колеблются от 519,84 до 2534,22 метров. При этом скорости прохождения индикатора по пласту к этим скважинам варьируют в довольно широком диапазоне: 0,94–15,98 метров в час. Скорости продвижения части закачиваемой воды, отмеченной индикатором РА, значительно (на 3–5 порядков) превышают характерные скорости фильтрации воды в поровом коллекторе. Приведённые скорости также на три - пять порядков превалируют над характерными значениями и находятся в интервале 0,13–0,83 м/час/МПа. Пробы жидкости в большинстве случаев представляют собой эмульсии. Образование эмульсий предполагается за счет турбулентного движения нефти и закачиваемой воды по каналам низкого фильтрационного сопротивления (число Рейнольдса превышает 500000).

Вышеуказанные факторы свидетельствуют о наличии в пласте разветвлённой сети аномально высокопроницаемых каналов фильтрации (или низкого фильтрационного сопротивления - НФС), которые существенно влияют на снижение коэффициентов охвата заводнением и нефтеизвлечения. Объём каналов НФС в пласте от скважины 12277 составляет 2806,06 м³. Распределение объёмов каналов НФС по направлениям к добывающим скважинам находится в диапазоне 98,76–705,5 м³ и показано на рисунке 2. Проницаемость по воде каналов НФС по направлениям к добывающим скважинам выше сред-

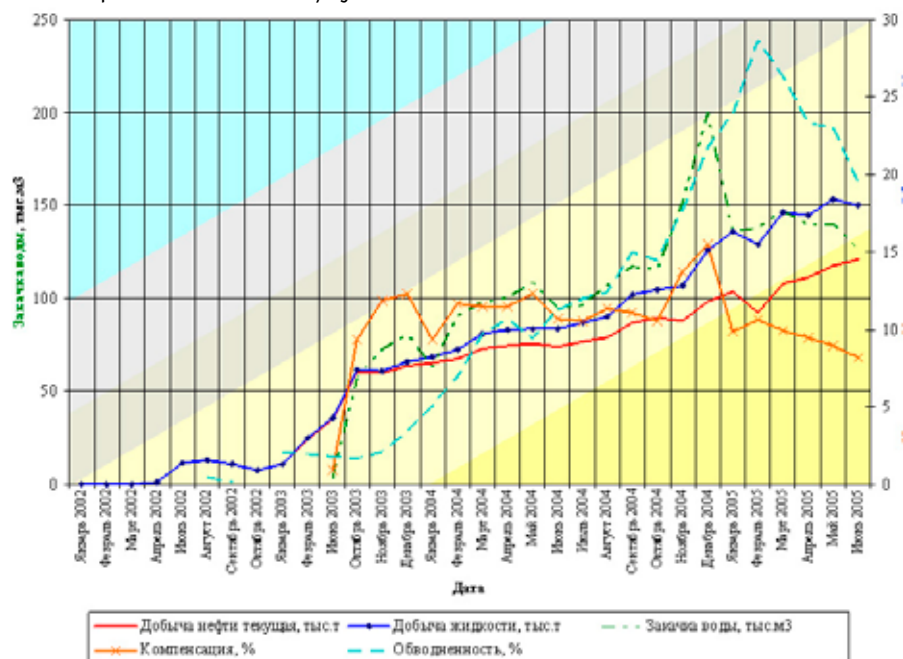


Рис. 4. Основные технологические показатели разработки пласта «А»

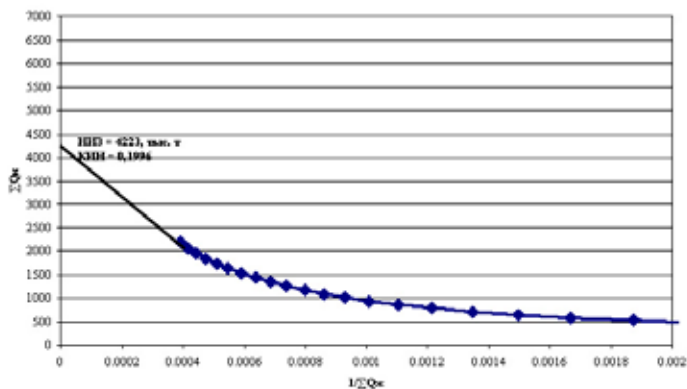


Рис. 5. Характеристика вытеснения объекта «А»

непластового значения и колеблется в интервале 70,7–1159,8 мкм². Распределение фазовой проницаемости по воде приведено на рисунке 3.

Анализ индикаторных исследований показывает, что поступление трассера к добывающим скважинам происходит неравномерно (пики подъема концентрации трассера РА от одного до семи). Этот факт свидетельствует, что трассирующий агент продвигается не по одному, а по нескольким каналам НФС, которые отличаются протяженностью, объемом и проницаемостью (табл. 3). На основе индикаторных исследований произведена попытка оценки площади поперечного сечения каналов НФС. Принимая, что длины каналов НФС равны расстоянию между нагнетательной скважиной 12277 и добывающей скважиной, и каналы НФС имеют круглое сечение, то их средний диаметр оценивается величиной $0,9 \cdot 10^{-4}$ мм (по Фиттингу).

Непроизводительная закачка воды, т.е. часть воды фильтрующаяся по каналам НФС составляет 1,1 %.

Индикаторные исследования, проведенные в районе скважины 12277 показывают преимущественное распределение направлений продвижения трассирующего агента в трех направлениях: северо – восточном, юго – восточном и юго – западном.

С учетом трассерных исследований проведем краткий анализ разработки пласта «А». На рисунке 4 показаны основные показатели разработки.

Нарастающее бурение (ввод новых скважин), ГРП и ряд других геологических мероприятий позволяет

наращивать темпы добычи нефти и жидкости. Специфические геологические параметры и ГТМ позволяют регулировать процесс разработки, что стало возможным снизить обводненность продукции с 27% до 19%. Надежная корреляция гидропроводности и накопленных отборов нефти позволяет выделить перспективные участки для первоочередного бурения с учетом фильтрационных потоков.

Анализ коэффициента нефтеизвлечения, проведенного по нескольким характеристикам вытеснения, свидетельствует, что он будет достигнут (рисунок 5). Текущий коэффициент охвата заводнением составляет 0,488, конечный составляет 0,898. Критериальная зависимость (коэффициент нефтеотдачи – обводнение) свидетельствует о соответствии процесса разработки проектным показателям (рисунок 6).

На основе анализа разработки с учетом трассерных исследований предложены технологии и объемы применения с учетом опыта на месторождениях Западной Сибири по повышению нефтеотдачи пластов, ОПЗ, комплексных ОПЗ, которые могут существенно повысить нефтеотдачу пласта и интенсифицировать процесс разработки.

В Западной Сибири проведено несколько десятков тысяч ГРП. Однако, ни в одной компании не проведено комплексных трассерных исследований (до и после проведения ГРП), которые являются основной базой на ответ – является ли ГРП методом ПНП или только методом интенсификации? Проведение трассерных исследований необходимо на всех стадиях разработки:

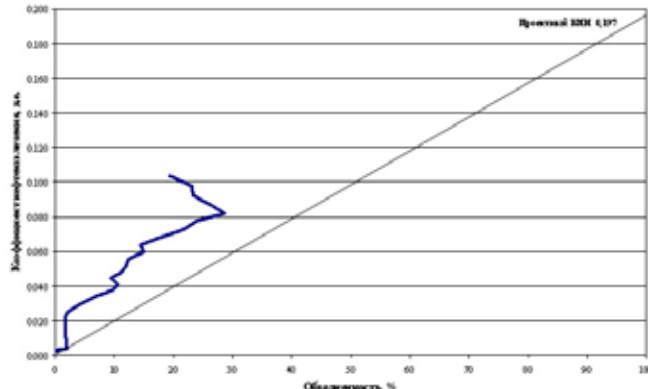


Рис. 6. Критериальная зависимость нефтеотдачи от обводнения

- на первой и средней стадии разработки трассерные исследования позволяют уточнить параметры разработки (сетку и плотность скважин), стратегию разбуривания, активно рекомендовать мероприятия по проектированию;
- на стадии прогрессирующего обводнения трассерные исследования дают возможность надежно обосновать применение методов ПНП (циклическое воздействие, физико – химические методы, ОПЗ, РИР), и выявлять зоны обводнения и зоны, не охваченные воздействием;
- на четвертой стадии – трассерные исследования позволяют надежно определять зоны с пассивными запасами и разрабатывать методы для их вовлечения в активную разработку;
- до и после ГРП;
- до и после ПНП.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гиматудинов Ш.К. и др. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений, Недра, М. – 1983 – с. 396 – 409.
2. Голф – Рахт Т. Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов, Недра, М. – 1986 г.
3. Трофимов А.С., Ибрагимов Л.Х, Ситников А.А. Ограничение водопритоков нефтяных скважин по каналам низкого фильтрационного сопротивления. Нефтепромысловое дело №6 М. – 1996 г.
4. Соколовский Э.В., Соловьев Г.Б., Тренчиков Ю.И. Индикаторные методы изучения нефтегазоносных пластов, Недра, М. 1986 г. с. – 158.
5. Kirk D. Method for determining flow patterns in subterranean petroleum and mineral containing formation, US4420565. Dec.13, 1983.
6. РД 39-014 7428-89. Методическое руководство по технике проведения индикаторных исследований и интерпретации их результатов для регулирования и контроля заводнения нефтяных залежей. СевКавНИПИнефть – Соколовский Э.В. и др. - Грозный, 1989-79 с.