

Интерпретация результатов трассерных исследований для оценки эффективности технологии выравнивания профилей приемистости

DOI:10.24411/2076-6785-2019-10056

В.А. Коротенкок.т.н., доцент¹

korotenkova@tyuiu.ru

С.И. Грачевд.т.н., профессор¹

grachevsi@tyuiu.ru

Т.К. Апасовк.т.н., доцент¹

apasovtk@tyuiu.ru

Г.Т. Апасовк.т.н., главный специалист департамента геологии и разработки новых активов²

apasov_gaydar@inbox.ru

М.М. Новоселовзаместитель начальника отдела разработки нефтяных и газовых месторождений³

novoselovmm@nvnipi.ru

¹Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия²ООО «Газпромнефть, НТЦ», Тюмень, Россия³АО «НижневартовскНИПИнефть», Нижневартовск, Россия

В работе рассмотрено взаимодействие эксплуатации нагнетательной и добывающей скважин. По результатам интерпретации трассерных исследований установлено наличие семи каналов низкого фильтрационного сопротивления. Приведены расчеты объема порового пространства высокопроницаемых пропластков, коэффициентов проницаемости, радиусов поровых каналов, массы сорбируемого индикатора. Подсчитана масса трассера, потерянного в результате диффузионных процессов. Предложен способ определения коэффициента диффузии по результатам интерпретации трассерных исследований. Показано, что основная масса закачанного трассера при движении от нагнетательной к добывающей скважине «теряется» в результате диффузии. После проведения

Введение

Среди методов увеличения нефтеотдачи на поздних стадиях разработки эксплуатационных объектов (ЭО) нефтяных месторождений компаний «Роснефть», ЛУКОЙЛ, «Газпром нефть» Татнефть» и «Башнефть» лидирующее место занимает технология выравнивания (изменения) профиля приемистости (далее — ВПП). Продуктивные пласты состоят из низкопроницаемых прослоев (пропластков) (далее — НП) и высокопроницаемых пропластков (далее — ВП) или каналов низкого фильтрационного сопротивления (далее — НФС). Основная часть извлекаемой нефти сосредоточена в НП или в матрице. При вытеснении нефти закачиваемой водой происходит «быстрое» обводнение продукции по ВП. Физическая суть технологии ВПП сводится к изоляции каналов низкого фильтрационного сопротивления между нагнетательной и добывающими скважинами. В нагнетательную скважину закачивается водный раствор химического реагента, который «закупоривает», изолирует каналы НФС, препятствуя движению по ним закачиваемой в пласт воды. Созданию изолирующих химических реагентов посвящены многочисленные работы советских и российских исследователей. Ожидаемый эффект — снижение обводненности добывающих скважин или увеличение дебита нефти.

Постановка проблемы

Для успешного применения метода ВПП необходимо выполнение следующих условий:

- 1) Определить местоположение каналов НФС, рассчитать их фильтрационно-емкостные характеристики [1, 2, 3].
- 2) Подобрать химический реагент с соответствующими физико-химическими свойствами, который после закачки пачки химического раствора блокировал бы последующую фильтрацию воды по ВП. Для этого следует учитывать размеры молекул хим. реагента и радиусы поровых каналов НФС, адсорбцию химических молекул химического вещества.
- 3) Обязательное условие — радиусы

поровых каналов матрицы или НП должны быть меньше размеров молекул хим. реагента. Тогда после освоения скважины и закачки воды изменится профиль приемистости нагнетательной скважины. Вода будет вытеснять нефть из НП, увеличится коэффициент охвата пласта по толщине. Интерпретация результатов трассерных исследований до и после применения ВПП позволяет оценить эффективность технологии ВПП.

Методология

Рассматриваются результаты эксплуатации добывающей скважины 1516 Хохряковского месторождения пласт ЮВ1. Выбор этого месторождения обусловлен тем, что на нем проводилось системное изучение гидродинамической ситуации в залежи с применением трассерных исследований. Так, например, в 2003 г. по результатам индикаторных исследований была установлена гидродинамическая связь этой скважины с нагнетательной 513. В 2005 г. на скв. 513 были проведены работы по ВПП и осуществлена повторная закачка трассера. Для интерпретации результатов исследований рассмотрим гидродинамическую связь между нагнетательной скважиной 513 и добывающей скважиной 1516. Содержание программы настоящего аналитического исследования состоит из трех этапов:

- 1) Расчет коэффициентов проницаемости, радиусов и объемов поровых каналов НФС скв. 1516 по результатам интерпретации трассерных исследований 2003 г.
- 2) По эксплуатационной карточке скважины 1516 определяется эффективность технологии ВПП.
- 3) Расчет коэффициентов проницаемости, радиусов и объемов поровых каналов НФС скв. 1516 по результатам интерпретации индикаторных исследований 2005 г. после технологии ВПП.

Обсуждение. Результаты исследования

1-й этап программы исследования

16 июля 2003 г. в нагнетательную скважину 513 закачано 36 кг эозина (M_0),

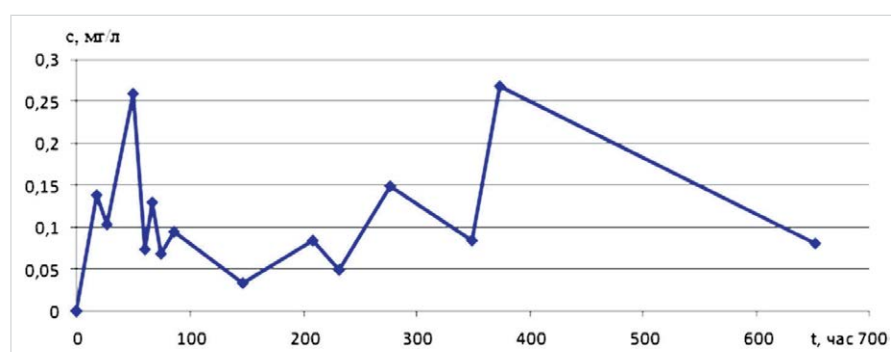


Рис. 1 — Изменение концентрации эозина в скв. 1516 за время исследования
Fig. 1 — Change in the concentration of eosin in well 151b during the study

технологии выравнивания профиля приемистости (ВПП) в нагнетательной скважине проанализирован период работы добывающей скважины. После повторного проведения трассерных исследований обнаружено наличие только одного высокопроницаемого прослоя с меньшей проницаемостью и радиусом порового канала. Установлены причины незначительного изменения величины коэффициента обводненности после проведения технологии ВПП.

Материалы и методы

В работе использовались фактические промысловые данные и результаты работ технологии выравнивания профиля приемистости в нагнетательных скважинах. Для анализа использовались работы ученых Желтова Ю. П., Мирзаджанзаде А.Х., Ахметова И.М., Ковалева А.Г. и других.

Ключевые слова

трассерные исследования, коэффициент диффузии, технология выравнивания профиля приемистости

растворенного в воде объемом 25 м^3 (V_0), начальная концентрация составила $1,44\text{ кг/м}^3 = 1444\text{ мг/л}$ (c_0). Число добывающих скважин, в которых зафиксирован вынос трассера равно $n=11$. Время исследования продолжалось 30 суток. Приемистость, принятая для расчетов, равна $145,7\text{ м}^3/\text{сут}$ [4]. Содержание закачанного трассера эозина за время эксперимента определялось лабораторными исследованиями. На рисунке 1 изображена зависимость изменения концентрации от времени исследования на скважине 1516. Расстояние между скважинами равно $L=675\text{ м}$.

Очевидно, что ломаная линия имеет 7 локальных максимумов и 7 локальных минимумов, следовательно, в пласте гидродинамическая связь между скважинами осуществляется по семи высокопроницаемым пропласткам. Причем ломаная линия не пересекает ось абсцисс, что свидетельствует о последовательной непрерывной работе каналов НФС. Чтобы определить массу всего вынесенного индикатора, продлим прямую линию последнего участка до пересечения с осью абсцисс. Уравнение имеет вид:

$$c = 0,516t - 6,7 \cdot 10^{-4}, \quad t_p = 773,5 \text{ час.}$$

Здесь t_p — соответствует времени окончания исследования.

Фильтрационные параметры и геометрическое расположение каналов НФС определим по методике [3]. Для обработки полученных результатов и последующих расчетов составим таблицу 1, с двумя параметрами ω_j .

В первом столбце приведены номера локальных экстремумов. Нечетные значения j соответствуют локальным максимумам, четные — локальным минимумам. Во втором и в третьем столбцах — значения времен с начала исследования и величины концентраций в точках экстремумов. В четвертом столбце подсчитаны площади под ломаной линией между двумя минимумами:

$$S_j = \int_{t_{j-2}}^{t_j} c_j(t) dt = \int_0^{\Delta t_j} c_j(t) dt \quad (1)$$

В 5 и 6 столбцах рассчитаны значения

параметра ω_j по двум выбранным формулам. Параметр ω вводится для определения положения каналов НФС в пространстве [3]. Если параметр ω_j удовлетворяет условию $1 < \omega_j < 1 + \sqrt{2}$, то для $j > 1$ каналы НФС расположены в горизонтальной плоскости. Из таблицы 1 видно, что подсчитанные значения параметров ω_j этому условию не удовлетворяют, следовательно, все семь каналов НФС лежат в вертикальной плоскости, длины их равны. В этом случае логично вместо термина «каналы НФС» использовать термин «высокопроницаемые пропластки (прослои) (ВПП)».

Для расчета коэффициентов проницаемости, радиусов и объемов поровых каналов воспользуемся формулами из работы [3].

Для стационарной фильтрации при выполнении закона Дарси истинные (гидродинамические) скорости движения закачиваемой воды v_j^* и фильтрации v_j определяются из следующих соотношений:

$$v_j^* = \frac{L}{t_j}, \quad v_j = \frac{k_{bj}}{\mu_b} \frac{\Delta p_j}{L}, \quad v_j = v_j^* m_0, \quad (2)$$

где μ_b — динамическая вязкость воды; t_j — время, за которое трассер достигнет забоя добывающей скважины по j -му прослою; k_{bj} — фазовые проницаемости ВП по воде; Δp_j — репрессии или разности забойных давлений между нагнетательной и добывающей скважинами в каждом ВП. В расчетах принимается замеренная средняя репрессия $\Delta p = \Delta p_c$. Коэффициенты фазовых проницаемостей пропластков равны:

$$k_{bj} = \frac{m_0 v_j^* \mu_b L}{\Delta p} = \frac{m_0 \mu_b L^2}{\Delta p}. \quad (3)$$

Здесь m_0 — коэффициент открытой пористости ВП, который больше коэффициента открытой пористости пласта до образования или раскрытия каналов НФС.

Если известна приемистость нагнетательной скважины Q_0 , то расход закачиваемой воды, приходящейся на каждую реагирующую скважину равен Q_0/n , тогда приемистость каждого высокопроницаемого пропластка равна Q_{0j} . Объемы порового пространства $V_{j\text{пор}}$ и площади фильтрации $S_{j\text{ф}}$ j -го ВП определяются по формулам;

$$Q_{0j} = \frac{\alpha}{kn} Q_0, \quad V_{j\text{пор}} = Q_{0j} t_j \Delta s, \quad (4)$$

$$\Delta s = s^* - s_0, \quad S_{j\text{ф}} = \frac{V_{j\text{пор}}}{m_0 L}$$

Здесь s^* — предельное значение коэффициента водонасыщенности; s — коэффициент остаточной водонасыщенности; α — поправочный коэффициент, $0 < \alpha \leq 1$, характеризующий долю воды, в каналах НФС. Параметр α определяется из соотношения:

$$\alpha = \frac{Q_0 - Q_{00}}{Q_0}. \quad (5)$$

Здесь Q_{00} — расход (приемистость) нагнетательной скважины до формирования канала НФС; Q_0 — расход (приемистость) нагнетательной скважины после формирования канала НФС.

Связь между пористостью, проницаемостью и радиусом поровых каналов r_j определяются по формуле Котяхова для слабосцементированных грунтов

$$r_j = \sqrt{\frac{8k_j \varphi}{m_0}}, \quad \varphi = \frac{0,5035}{m_0^{1,1}}. \quad (6)$$

Таб. 1 — Таблица исходных данных и расчета параметров j
Tab. 1 — Table of initial data and calculation of parameters j

j	tj, час	cj, мг/л	Sj, мг час/л	$\omega_j = t_j/t_1$	$\omega_j = c_j t_j / c_1 t_1$
1	2	3	4	5	6
0	0	0			
1	18	0,139		1	1
2	26,3	0,103	2,253		
3	50	0,259		2,8	5,2
4	60	0,074	5,955		
5	66,3	0,129		3,7	3,4
6	74,1	0,068	1,408		
7	85,3	0,0939		4,7	3,2
8	146,3	0,0329	4,771		
9	208	0,083		11,6	6,9
10	232	0,0488	5,160		
11	276,6	0,149		15,4	16,5
12	349	0,084	12,849		
13	373	0,267		20,7	39,9
14	773,5	0	57,680		

Таб. 2 — Результаты обработки индикаторных исследований 2003 г.
Tab. 2 — Results of processing indicator research 2003

j, мак	c, мг/л	tj, час	Sj (1), мг/л*час	Δtj, час	v* _j (2), м/ час	vj, м/час	kj (3), D	Vjpor (4), м³	S _г , м² (4)	rj(6), мкм	Mj, г (7),
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0,139	18	2,253	26,3	37,5	11,25	50,1	0,6	0,0029	50,29	0,124
2	0,259	50	5,955	33,7	13,5	4,05	18,0	1,7	0,0082	30,17	0,329
3	0,129	66,3	1,408	14,1	10,2	3,05	13,6	2,2	0,0108	26,20	0,078
4	0,094	85,3	4,447	72,1	7,9	2,37	10,6	2,8	0,0139	23,10	0,245
5	0,083	208	5,160	85	3,2	0,97	4,3	6,9	0,0340	14,79	0,285
6	0,149	276,6	12,849	117	2,4	0,73	3,3	9,2	0,0452	12,83	0,709
7	0,276	373	57,680	303	1,8	0,54	2,4	12,4	0,0610	11,05	3,183

По замеренным концентрациям вынесенного индикатора и времени t_{ij} , масса трассера, зафиксированного на скважине 1516 равна:

$$M = \sum_{j=1}^k M_j, M_j = Q_{bj} S_j, \quad (7)$$

$$Q_{bj} = \frac{Q_b \beta}{k n},$$

где S_j — площадь, определяемая по диаграмме c_j-t_j , построенной по результатам замеров трассера на добывающей скважине; Δt_j — интервал времени фиксации j -го прихода индикатора; параметр β определяется по формуле

$$\beta = \frac{Q_b - Q_{b0}}{Q_b}, \quad (8)$$

где Q_b — дебит воды на момент исследования; Q_{b0} — дебит воды до начала притока воды по высокопроницаемым пропласткам. Q_b и Q_{b0} определяются по графику зависимости дебита воды или обводненности от времени, должен наблюдаться резкий рост соответствующих технологических показателей [3]. Отметим, поскольку фильтрация, установившаяся и потерями можно пренебречь, то $Q_{bj} = Q_{b0}$. Из соотношений (4) и (7) для $\alpha = \beta$ следует, что $Q_b = Q_{b0}/n$.

Итак, число ВП равно числу локальных максимумов, $k=7$, длина каждого прослая равна $L=675$ м. Для удобства последующих расчетов и упрощения записи примем, что j и зависящие от него параметры таблицы 1 изменяются от 1 до 7. Известно, что $m_b=0,48$ м-Пас; $m_0=0,3$; $\Delta p=16$ МПа; $L=675$ м; $Q=145,7$ м³/сут; $c_0=1,44$ кг/м³=1,444 мг/л; $\alpha=\beta=0,7$;

Таб. 3 — Расчет массы сорбированного индикатора

Tab. 3 — Calculation of the mass of the sorbed indicator

j, мак	lj, мг/л	Vjpor, м³	α=0,1	α=0,05
1	0,1750	0,6	0,0104	0,0052
2	0,3410	1,7	0,0565	0,0282
3	0,1160	2,2	0,0255	0,0127
4	0,0869	2,8	0,0245	0,0123
5	0,0843	6,9	0,0581	0,0290
6	0,1652	9,2	0,1513	0,0757
7	0,4500	12,4	0,5558	0,2779
Суммы	35,7	0,8821	0,4410	

$k=7$; $n=11$; $s^*=0,8$ $s_0=0,2$. Остальные данные взяты из таб. 1.

В таб. 2 приведены результаты расчетов для ВП, расположенных в одной вертикальной плоскости.

Сумма объемов поровых каналов ВП составит $V_{pot}=35,7$ м³. Общая масса индикатора, вынесенная за время исследования, равна $M=9,907$ г.

Из закона сохранения массы следует, что масса потерянного индикатора равна сумме масс, потерянных в результате диффузионных процессов M_D , сорбирования молекул трассера на поверхности поровых каналов M_c и перетоков флюида из ВП в низкопроницаемые пропластки (НП) или матрицу M_p :

$$M_{pot} = M_D + M_p + M_c, \quad (9)$$

$$M_{pot} = M_0/n - M, M = \sum_{j=1}^k M_j$$

По данным ГИС коэффициенты абсолютной проницаемости матрицы равен 9мД, что в тысячи раз меньше фазовых проницаемостей ВП (столбец 8 таб. 2). Поэтому потерям индикатора при перетоке в окружающее пространство в первом приближении можно пренебречь, $M_p=0$.

Масса сорбированного трассера зависит от объема порового пространства, на стенках которого происходит адсорбция и потери концентрации. Величины концентраций, как видно из таблиц 1, 2 малы, поэтому для определения количества сорбируемого индикатора воспользуемся изотермой Генри:

$$M_c = \sum_{j=1}^k M_{cj}, M_{cj} = \alpha V_{jpor} l_j, \quad (10)$$

где α — параметр сорбции, определяемый лабораторными исследованиями, l_j — длина линии концентрации c_j между двумя минимумами, равная $l_j = 2c_{2j-1} - c_{2(j-1)} - c_{2j}$, $j = 1, 2, \dots, 7$. Значения c_j берутся из таб. 1.

Масса индикатора, потерянная в процессе диффузии равна

$$M_D = m_0 \sum_{j=1}^k S_{fj} \int_{-\lambda_j}^{\lambda_j} c_j(\xi_j, t) d\xi_j. \quad (11)$$

Изменение концентрация в каждом j -м канале $c_j(\xi_j, t)$ получено в работе [3]:

$$c_j(t, \xi) = c_0 - 1,5(c_0 - c_{1j}) \frac{\xi}{\lambda_j(t)} + 0,5(c_0 - c_{1j}) \frac{\xi^3}{\lambda_j^3(t)}, \lambda_j(t) = 2\sqrt{2Dt_j} \quad (12)$$

Здесь c_0 — начальная концентрации на

нагнетательной скважине; c_{1j} — концентрации на пиках добывающей скважины; $2\lambda_j(t)$ — размеры зон смешения (диффузии) при движении индикатора; $\xi_j = x - v_j t_j$ — подвижная координата зоны смешения; S_{fj} — площади фильтрации j -х пропластков ВП.

Подставляя (12) в (11), после интегрирования получим выражение для определения M_D :

$$M_D = 4\sqrt{2}m_0c_0\sqrt{D}\sum_{j=1}^k S_{fj}\sqrt{t_j}.$$

Если M_D известно, то с учетом (9), получим формулу для определения коэффициента диффузии D :

$$D = \frac{M_D^2}{32m_0^2c_0^2\left(\sum_{j=1}^k S_{fj}\sqrt{t_j}\right)^2} = \frac{(M_0/n - M - M_c)^2}{32m_0^2c_0^2\left(\sum_{j=1}^k S_{fj}\sqrt{t_j}\right)^2}. \quad (13)$$

Таким образом, величина коэффициента диффузии, определенного по результатам трассерных исследований, прямо пропорциональна квадрату массы закачанного трассера и обратно пропорциональна сумме квадратов площадей фильтрации каналов НФС.

Для расчета примем $M_c=0,8821$ г; $M=9,9$ г; $M_0/n=3,273$ кг, остальные данные берутся из таб. 1, 2. После подстановки в (13) получим: $MD=3,262$ кг и $D=6,77\cdot 10^{-5}$ м²/с.

Следовательно, основная потеря массы закачанного индикатора происходят в результате диффузии. Зоны смешивания (диффузии) изменяются в интервале $2\lambda_j \in 12,54$ м. Причем, чем меньше фазовая проницаемость ВП, тем больше зона смешивания. Чем больше скорость фильтрации, тем меньше область диффузии.

В работе [5] под коэффициентом диффузии понимается комплексный коэффициент, учитывающий: молекулярную диффузию, обусловленную хаотичным движением молекул; конвективную диффузию, зависящую от средней скорости движения; а также диффузию вследствие различия вязкостей смешивающих жидкостей:

$$D = D_E(1 + K_{\mu} grad \mu_c),$$

$$D_E = D_0 + D_k = D_0 + K_{v*} v^* \quad (14)$$

где v^* — истинная гидродинамическая скорость флюида; D_0 — коэффициент молекулярной диффузии; D_k — коэффициент конвективной диффузии; K_{v*} — экспериментальный коэффициент, учитывающий

Таб. 4 — Величины средних технологических показателей скв. 151б за период с апреля 1999 г. по май 2008 г.

Tab. 4 — Values of average technological indicators of well 151b for the period from April 1999 to May 2008

год	Qп, т/ сут	Qж, т/ сут	Qб, т/ сут	Обв, %
1999	42,54	44,35	1,81	4,13
2000	37,51	39,34	1,83	4,62
2001	49,46	57,33	7,87	11,64
2002	27,96	74,97	47,01	62,22
2003	2,26	70,20	67,94	86,00
2004	4,27	68,20	63,93	93,86
2005	3,77	91,37	87,60	93,78
2006	8,89	96,51	87,63	92,35
2007	5,77	104,03	98,25	93,66
2008	6,09	109,69	103,60	94,27

конвективную диффузию; K_μ — экспериментальный коэффициент, учитывающий разность вязкостную диффузию; μ_c — вязкость смеси двух жидкостей. Для газов величина коэффициента диффузии D имеет порядок 10^{-5} м²/с, для жидкостей 10^{-6} – 10^{-7} м²/с [5]. Диффузия газов в жидкости происходит гораздо медленнее, коэффициент диффузии имеет порядок 10^{-9} – 10^{-10} м²/с [6].

В нашем случае предполагается, что вязкости водного раствора индикатора и воды практически одинаковы и не изменяются при движении жидкостей. Поэтому $D=D_E$. Численное значение, расчетного коэффициента диффузии зависит от полного времени исследования. Если процесс притока трассера не закончен — измерения прервались, то из формулы (13) следует, что масса индикатора M , вынесенная за время исследования, будет меньше, и числитель в (13) увеличится. В знаменателе формулы (13) квадрат суммы будет меньше, следовательно, значение коэффициента диффузии будет завышено. Порядок величины 10^{-5} , полученного значения D , обусловлен преобладанием процесса конвективной диффузии над молекулярной. Поскольку движение жидкости происходит в высокопроницаемых пропластках, с проницаемостью от 2 до 50 Д, в которых истинные скорости v^* и скорости фильтрации v в тысячи раз больше, чем в НП.

2-й этап программы исследования

В июле 2005 г. для увеличения добычных возможностей окружающих добывающих скважин решением ведущего геолога Апасова Т.К. в нагнетательную скважину 513 был закачан водный раствор щелочно-полимерной сульфаминовой кислоты (далее — ЩПСК) объемом 1500 м³. На предыдущем этапе установлено, что скважина 513 гидродинамически связана с 11 добывающими скважинами. На каждую добывающую скважину при $\alpha=0,7$ приходится 95 м³ водного раствора ЩПСК. Объем, необходимый для изоляции притока воды в скважину 151б по 7 ВП, равен половине суммарного объема порового пространства 18 м³ [3]. Причем размеры молекул закачиваемой композиции должны быть соизмеримы с диаметром поровых каналов, которые изменяются от 22 до 100 мкм, (таб. 2).

Рассмотрим, как изменилась добыча скв. 151б за период с 1999 г. по 2008 г. Скважина

Таб. 5 — Расчет параметров ВП скв. 151б после изменения профиля приемистости скв. 513
Tab. 5 — Calculation of the well 151b after changing the injectivity profile of the well 513

j, макс	c, мг/л	t _п , час	Sj (1), мг/л*час	Δtj, час	v* _j (2), м/час	vj, м/час	k _i (3), мкм2	Vjпор (4), м3	S _п , м2 (4)	r _i (6), мкм	Mj, м г (7),
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0,00156	720	0,0624	80	0,94	0,28	1,25	315	1,56	7,95	0,046

была введена в эксплуатацию в апреле 1999 г. До декабря 2001 г. обводненность продукции не превышала 10–13%, Максимальный дебит нефти Q_n достигал 62 м³/сут. В 2002 г. дебит нефти начал убывать, обводненность возрастать. В таб. 4 приведены средние значения дебитов и обводненности продукции скважины 151б.

Минимальные значения дебитов нефти приходятся на период 2003–2005 гг. По результатам индикаторных исследований, проведенных в 2003 г., установлено, что, гидродинамическое взаимодействие между скв. 151б и скв. 513 осуществлялось по семи высокопроницаемым пропласткам. После закачки водного раствора ЩПСК, дебит нефти увеличился несмотря на то, что коэффициент обводненности практически не изменился. Увеличение дебита нефти произошло за счет вытеснения нефти из низкопроницаемых пропластков между скважинами.

3-й этап программы исследования

10 августа 2005 г. в нагнетательную скважину 513 закачено 40 кг родамина, растворенного в 30 м³ воды, начальная концентрация равна $c_0=1,333$ кг/м³=1333 мг/л. Приемистость нагнетательной скважины равнялась 150 м³/сут., депрессия $\Delta p=16$ МПа. Количество реагирующих добывающих скважин равно $n=6$. На кривой изменения концентрации от времени скважины 151б зафиксирован один пик, $k=j=1$ с максимальным значением концентрации гораздо меньшим, чем 2003 г.

Анализируя расчетные значения, приведенные в таб. 2 и 5, выявлено, что значительно уменьшилась максимальная величина концентрации индикатора, в два раза увеличилось время исследования, уменьшились скорость фильтрации и коэффициент проницаемости. Возможно, если бы время исследования в 2003 г. было бы более продолжительным, то на диаграмме рис. 1 появился дополнительный локальный максимум. Объем воды, поступающей из скв. 513 равен $Q_{bl}=17,5$ м³/сут.≈ 17,5 т/сут.

В июле 2005 г. в нагнетательной скважине 813 осуществлена закачка 40 кг флюоресцирующего раствора в 30 м³ воды. Через 50 суток на скв. 151б зафиксирован приток индикатора с максимальной концентрацией $c=0,00275$ мг/л. В результате наблюдений в течение 160 суток других пиков концентрации не обнаружено. Приемистость скв. 813 $Q_{n1}=400$ м³/сут, количество от реагирующих добывающих скважин $n=11$. Объем воды поступившей воды в скважину 151б по ВП равен $Q_{b2}=25,45$ м³/сут. Средний объем добытой воды за 2006 г. составил $Q_b=87,6$ т/сут (см. таб. 4). Разница между средним дебитом добытой воды и дебитом воды, поступившей по высокопроницаемым пропласткам двух нагнетательных скважин, равна $\Delta Q_b=Q_b-Q_{b1}$. $Q_{b2}=44,65$ т/сут. Спрашивается, откуда пришла остальная вода? На наш взгляд существует несколько причин.

Первая — при интерпретации результатов трассерных исследований, полученные расчетные параметры (таб. 2, 5) принято, что фильтрация стационарная, установившаяся. То есть, мы рассматриваем две «фотографии» 2003 и 2005 гг. фильтрационных процессов между скважинами 513 и 151б. Таб. 4 отражает динамику — изменения во времени — технологических показателей работы скважины 151б, то есть мы «смотрим киноленту». В этом случае имеет место трансформация нестационарных фильтрационных потоков [8]. В пласте остаются области (зоны), содержащие подвижную нефть, неохваченную реализуемой системой заводнения. Со временем в эти области вторгается закачиваемая в пласт вода, границы зон изменяются в результате эксплуатации скважин (остановка, для проведения исследований, ремонтных работ). Это, в свою очередь, обуславливает возникновение незапланированных гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи: циклического заводнения, изменения направления фильтрационных потоков. Переток флюидов из низкопроницаемых пропластков происходит медленно, но приводит к изменению коэффициентов насыщенности в области притока добывающей скважины. Для этого следует использовать карту изобар, по которой можно установить области перетоков воды из ВП в окружающие области вокруг нагнетательной скважины. А также области притока флюидов к забойу добывающих скважин.

Вторая причина — влияние других нагнетательных скважин, в которых трассерные исследования не проводились, но гидродинамическая связь между скважинами существует.

Третья — образование техногенных микротрещин в ПЗП скважин при давлении ниже предела прочности породы.

Выводы

- 1) По результатам трассерных исследований установлено, что основная масса закачиваемого индикатора «теряется» вследствие диффузионных процессов. Предложен метод определения коэффициента диффузии.
- 2) Установлено, что после применения технологии выравнивания профиля приемистости количество высокопроницаемых прослоев с семи уменьшилось до одного с более низкими фильтрационными свойствами.
- 3) Сопоставлением результатов индикаторных исследований и динамики работы добывающей скважины дана оценка эффективности проведенных работ по ВПП. Установлены причины увеличения дебита нефти без изменения обводненности.
- 4) Диаметры поровых каналов семи высокопроницаемых пропластков при первом трассерном исследовании 2003 г. изменяются в пределах от 22 до 100 мкм. После применения метода ВПП и повторного исследования диаметр единственного порового канала оказался равным 16 мкм. Следовательно, диаметры молекул химического реагента ЩПСК превышают 16 мкм и не позволяют изолировать ВП.

Литература

1. Соколовский Э.В., Соловьев Г. Б., Тренчиков Ю.И. Индикаторные методы изучения нефтегазоносных пластов. М.: Недра, 1986. 157 с.
2. Соколовский Э.В., Чижов С.И., Тренчиков Ю.И., Антипов Н.А., Белова Г.А., Афанасенко В.М., Грищенко В.А. Методическое руководство по технологии исследования пластов и скважин с использованием индикаторов при контроле и регулировании разработки нефтегазовых залежей при осуществлении методов повышения нефтеотдачи пластов. РД 39-0147428-246-89. Грозный: СевКавНИПИнефть, 1990. 50с.
3. Коротенко В.А., Грачев С.И., Кряквин А.Б. Интерпретация результатов трассерных исследований с учетом конвективного массопереноса // Записки Горного института. 2019. Т. 236. С. 185–193. DOI:10.31897/PMI.2019.2.185.
4. Комплексное изучение гидродинамической связи между существующими нагнетательными и добывающими скважинами на Хохряковском месторождении по данным изменения КСП нефти и результатам закачки трассеров через отдельные нагнетательные скважины. Отчет о результатах геофизических исследований. Нижневартовск, 2003. 178 с.
5. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений. Москва: Недра, 1998. 365 с.
6. Мирзаджанзаде А.Х., Аметов И.М., Ковалев А.Г. Физика нефтяного и газового пласта. Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2005. 280 с.
7. Результаты исследований с помощью трассеров и применения потокоотклоняющих технологий на Хохряковском и Пермьяковском месторождения. Отчет ОАО «ННП». Нижневартовск, 2006. 198 с.
8. Коротенко В.А., Кушакова Н.П. Особенности фильтрации и вытеснения нефти из аномальных коллекторов. Тюмень: ТИУ, 2018. 150 с.

ENGLISH

OIL PRODUCTION

UDC 622.276

Interpretation of the results of tracer studies to assess the effectiveness of the technology of alignment of the reception profiles

Authors

Valentin A. Korotenko — Ph.D., associate professor¹; korotenkova@tyuiu.ru

Sergey I. Grachev — Sc.D, professor¹; grachevsi@tyuiu.ru

Timergaley K. Apasov — Ph.D., associate professor¹; apasovtk@tyuiu.ru

Gaydar T. Apasov — Ph.D., chief specialist, department of geology and development of new assets²; apasov_gaydar@inbox.ru

Mikhail M. Novoselov — deputy head of the oil and gas field development department³; novoselovmm@nvnipi.ru

¹Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia

²Gazpromneft STC LLC, Tyumen, Russia

³NizhnevartovskNIPIneft, Nizhnevartovsk, Russia

Abstract

The work considers the mutual influence of the operation of injection and producing wells. According to the results of the interpretation of tracer studies, the presence of seven channels of low filtration resistance was established. Calculations of the pore space volume of highly intercalation layers, permeability coefficients, pore channel radii, and mass of the adsorbed indicator are presented. The mass of the tracer lost as a result of diffusion processes is calculated. A method for determining the diffusion coefficient from the results of the interpretation of tracer studies is proposed. It is shown that the bulk of the pumped tracer during the movement from the injection to the production well is “lost” as a result of diffusion. After the technology of alignment of the injectivity profile (runway) in the injection well, the operating period of the producing well is analyzed. After repeated tracing studies, the presence of only

one highly intercalation layer with less permeability and radius of the pore channel was found. The reasons for a slight change in the water cut coefficient after runway technology are established.

Materials and methods

The work used the actual production data and the results of the technology for aligning the injectivity profile in injection wells. For the analysis we used the work of scientists Zheltov Yu. Mirzadzhazade A.Kh., Akhmetova I.M., Kovaleva A.G. and others.

Keywords

tracer studies, diffusion coefficient, acceleration profile alignment technology

Conclusions

1) According to the results of tracer studies, it was found that the bulk of the injected indicator is “lost” due to diffusion processes.

A method for determining the diffusion coefficient is proposed.

2) It was found that after applying the alignment profile alignment technology, the number of highly intercalation from seven decreased to one with lower filtration properties.

3) A comparison of the results of indicator studies and the dynamics of the production well gives an assessment of the effectiveness of the runway. The reasons for the increase in oil production without changing water cut are established.

4) The diameters of the pore channels of seven highly intercalation layers during the first tracer study in 2003 vary from 22 to 100 microns. After application of the conformance control method and re-examination, the diameter of a single pore channel turned out to be 16 μm . Therefore, the diameters of the molecules of the chemical reagent SHPS are greater than 16 μm and do not allow isolation of WP.

References

1. Sokolovskiy E.V., Solov'ev G. B., Trenchikov Yu.I. *Indikatornye metody izucheniya neftegazonosnykh plastov* [Indicator methods studying oil and gas bearing strata]. M.: Nedra, 1986, 157 p.
2. Sokolovskiy E.V., Chizhov S.I., Trenchikov Yu.I., Antipov N.A., Belova G.A., Afanasenko V.M., Grishchenko V.A. *Metodicheskoe rukovodstvo po tekhnologii issledovaniya plastov i skvazhin s ispol'zovaniem indikatorov pri kontrole i regulirovani razrabotki neftegazonosnykh zalezhey pri osushchestvlenii metodov povysheniya nefteotdachi plastov* [Methodological guidance on the technology for the study of reservoirs and wells using indicators for monitoring and regulating the development of oil and gas deposits in the implementation of methods for increasing oil recovery]. RD 39-0147428-246-89. Grozny: SevKavNIPIneft, 1990, 50 p.
3. Korotenko V.A., Grachev S.I., Kryakvin A.B. *Interpretatsiya rezul'tatov trassernykh issledovaniy s uchetom konvektivnogo massopere-nosa* [Interpretation of the results of tracer studies taking into account convective mass transfer]. Notes of the Mining Institute, 2019, v. 236, pp. 185–193. DOI:10.31897/PMI.2019.2.185.
4. Kompleksnoe izuchenie gidrodinamicheskoy svyazi mezhdu sushchestvuyushchimi nagnetatel'nymi i dobyvayushchimi skvazhinami na Khokhryakovskom mestorozhdenii po dannym izmeneniya KSP nef-ti i rezul'tatam zakachki trasserov cherez ot-del'nye nagnetatel'nye skvazhiny. Otchet o rezul'tatakh geofizicheskikh issledovaniy [A comprehensive study of the hydrodynamic relationship between existing injection and production wells at the Khokhryakovsky field according to changes in oil KSP and the results of the injection of tracers through separate injection wells. Report on the results of geophysical surveys]. Nizhnevartovsk, 2003, 178 p.
5. Zheltov Yu.P. *Razrabotka neftyanykh mestorozhdeniy* [Development of oil fields]. Moscow: Nedra, 1998, 365 p.
6. Mirzadzhazade A.Kh., Ametov I.M., Kovalev A.G. *Fizika neftyanogo i gazovogo plasta* [Physics of the oil and gas reservoir]. Moscow-Izhevsk: Institute for Computer Research, 2005, 280 p.
7. Rezul'taty issledovaniy s pomoshch'yu trasserov i primeneniya potokootklonyayushchikh tekhnologiy na Khokhryakovskom i Permyakovskom mestorozhdeniy. Otchet ОАО «ННП» [The results of studies using tracers and the use of flow diverting technologies at the Khokhryakovsky and Permyakovsky deposits]. Report of NNP OJSC. Nizhnevartovsk, 2006, 198 p.
8. Korotenko V.A., Kushakova N.P. *Osobennosti fil'tratsii i vytesneniya nef-ti iz anomal'nykh kollektorov* [Features of filtration and oil displacement from abnormal reservoirs]. Tyumen: TIU, 2018. 150 p.