

**УДК 622.337.2**

**ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ РАСТВОРИТЕЛЯ НА ПАРАМЕТРЫ  
ОСВОЕНИЯ СКВАЖИНЫ ПРИ ПАРОГРАВИТАЦИОННОМ  
ВОЗДЕЙСТВИИ**

**Р.Р. Ибатуллин**

TAL Oil Limited, Канада, Калгари

**ASSESSMENT OF THE SOLVENT PREINJECTION IMPACT ON  
SAGD WELL START UP PARAMETERS**

**R. Ibatullin**

TAL Oil Limited, Canada, Calgary

**E-mail: ravid.r.ibatullin@gmail.ru**

**Аннотация.** В статье представлены результаты исследования эффективности применения растворителя для освоения скважин при парогравитационном воздействии. На основе экспериментальных данных по влиянию на вязкость тяжелой нефти растворителей при их различной концентрации оценены процессы диффузионного массообмена для условий, характерных для разработки залежей нефти Ашальчинского месторождения. Кроме того, разработана методика и проведены расчеты по сопоставительной эффективности различных концентраций и различных растворителей для снижения вязкости нефти в условиях роста температур при разогреве в ходе освоения парогравитационных скважин. Метод апробирован при сравнении 2-х различных растворителей. Определено, что наиболее существенное удельное снижение вязкости для оцененных растворителей происходит уже при малых концентрациях в 0,05-0,1%. Показано, что с учетом времени диффузии, а также характерных расстояний прохождения диффузионных процессов технологически эффективной концентрацией для рассмотренных в статье растворителей

можно принять 0,01-0,02 д.ед. конвективно охватываемого растворителем объема, что вполне достигается в промысловых условиях закачкой растворителя в один-два объема ствола горизонтальной скважины.

**Ключевые слова:** тяжелая нефть, растворители, диффузия, парогравитационное воздействие, освоение скважины.

**Abstract.** The article presents the results of a study of the solvent efficiency for start up of the steam assisted gravity drainage (SAGD) wells. There are results of an assessment of heavy oil/solvent mixture viscosity at their various concentrations based on the convection and diffusion processes of the mass transfer for the conditions that are typical for Ashalchinskoye heavy oil field development. The experimental data on a viscosity versus temperature dependence have been used. In addition, the developed methodology and the calculations are used for the comparative efficiency evaluation of various concentrations and different solvents for viscosity reduction of oil while start up of SAGD wells. The method has been tested when 2 different solvents were compared. Have been determined that the most significant decrease in specific viscosity for an estimated solvent occurs at low concentrations in the 0.05-0.1%. It is shown that taking into account diffusion time and a characteristic distance of the passage of diffusion processes technologically efficient concentration discussed in the article of solvents can take 0.01 to 0.02 pore volume swept by injected solvent. It is achievable in field conditions by injection of a solvent in one or two production casing volume of the horizontal well.

**Key words:** heavy oil, solvents, diffusion, steam assisted gravity drainage, well start up

Ресурсы тяжелых нефтей и битумов являются важным источником современного развития нефтяной промышленности России [1]. Для повышения эффективности их извлечения известно применение в качестве

нагнетаемого флюида углеводородных растворителей (УВР), в том числе и в комбинации с паром [2]. Это позволяет интенсифицировать добычу, расширить область применения и повысить энергетическую эффективность метода. Кроме того, этот метод используется для ускорения процесса освоения горизонтальных скважин при парогравитационном методе разработке [3]. В случае малых глубин залегания и возможной слабости глинистых пород покрышки применение УВР позволяет существенно снизить опасность нарушения герметичности паровой камеры на всех этапах реализации парогравитационного воздействия. Для эффективного применения этой технологии требуется учет специфических геолого-физических и термодинамических условий, исследование свойств и состава пластовых флюидов и растворителей [4].

Важным элементом технологического процесса с применением растворителя является динамика прохождения процесса диффузии растворителя в тяжелую нефть, т.к. разница в вязкостях нефти и растворителя не позволяет происходить конвекции. На этой основе проводится последовательная оценка потребного объема закачанного растворителя и время на прохождение диффузионного массообмена в охваченном объеме.

### **Оценка конвективных и диффузионных процессов в прискважинной зоне при закачке растворителя**

Существенная значимость различия величин скорости конвективного переноса и скорости диффузии растворителя позволяет для последующего моделирования разделить процессы по физическим принципам и рассматривать их раздельно. На первом этапе будет рассматриваться охват объема пласта за счет радиальной фильтрации растворителя, а затем – процесс его диффузии в охваченных объемах. После оценки массообмена можно определять величины осредненной вязкости нефти с растворителем

в охваченном объеме, как в холодном, непрогретом пласте, так и при термическом воздействии.

### **Конвективный охват призабойной зоны растворителем**

Примем для условий, близких к условиям парогравитационного воздействия на Ашальчинском месторождении, что:

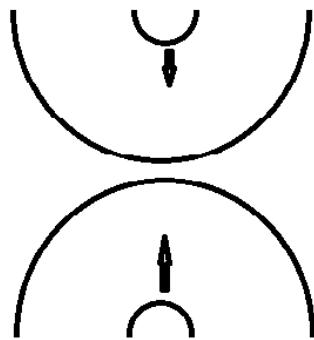
- пористость пласта  $m = 30\%$
- водонасыщенность в зоне скважин  $50\%$ ,
- длина горизонтального ствола  $L = 500$  м.

Для оценки охвата объема околоскважинной зоны растворителем примем следующие параметры закачки растворителя:

- в обе горизонтальные скважины закачивается (заливается) растворитель,
- растворитель заполняет/вытесняет водонасыщенную часть порового пространства с коэффициентом охвата по длине ствола  $50\%$ ,
- объем закачиваемого растворителя 1; 2; 3; 4 скважинных объемов фильтра (внутренний объем 1 м эксплуатационной колонны с диаметром 168 мм – 17,55 л, тогда один объем для 500 м –  $8,8 \text{ м}^3$ ).

На этой основе получим объемы растворителя для заполнения фильтровой части в каждой из пары скважин: 8,8; 17,6; 26,4; 35,2  $\text{м}^3$ . Движение растворителя примем в нагнетательной скважине в сторону роста водонасыщенности, т.е. от нагнетательной к добывающей скважине, а в добывающей – навстречу, в противоположную от водонефтяного контакта. Примем объемы полуцилиндров при их соприкосновении на радиусах  $R = 2,5$  м за расчетные объемы охвата растворителем межскважинного пространства (рис. 1).

Тогда, соответствующие доли, занятые растворителем в объеме полуцилиндров составят: 2,4 %; 4,8 %; 7,2 %; 9,6 %.

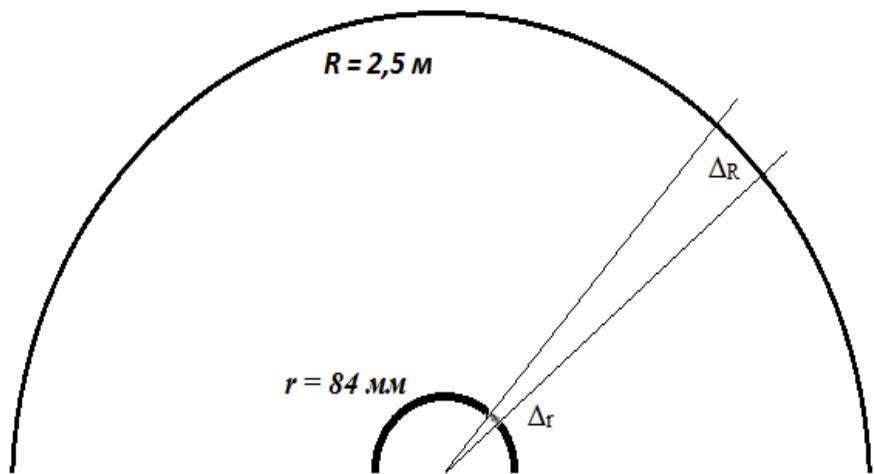


*Рис. 1 Схематизация охвата растворителем во встречном направлении*

### **Оценка характерных расстояний для диффузионных процессов.**

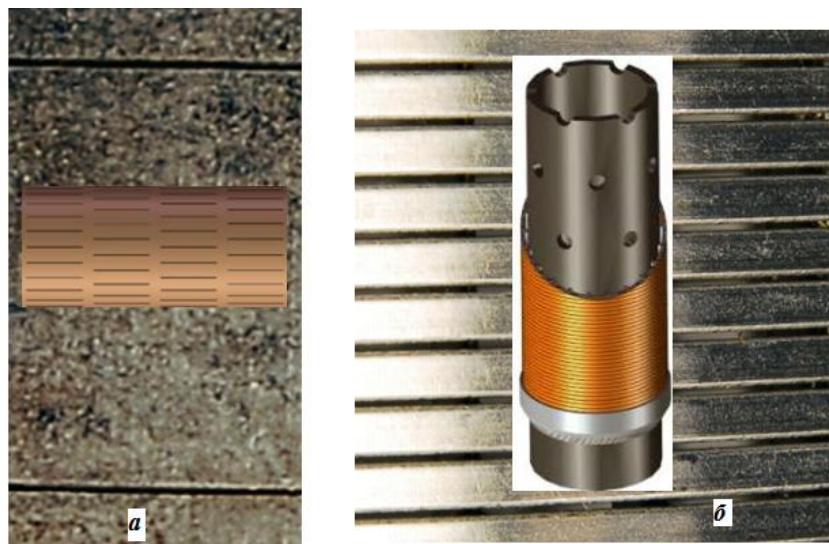
#### **Расчет диффузионного массообмена между растворителем и нефтью**

Для расчета скорости диффузии растворителя примем одновременность начала процесса диффузии во всем конвективно охваченном объеме и рассмотрим процесс на следующих характерных размерах (рис. 2).



*Рис. 2 Схематизация радиальной проекции расстояния между прорезями проволочного фильтра (перфорациями перфорированного хвостовика) на радиус приска в зоне, охватываемой растворителем.*

Чаще всего в скважинах парогравитационных проектов применяются проволочные фильтры или перфорированные хвостовики (рис. 3).



*Рис. 3 Внешний вид перфорированных хвостовиков (а) и проволочных фильтров (б)*

Для оценки значимых расстояний для определения скорости прохождения дифузии примем следующие характеристические размеры:

- радиус фильтровой части ствола  $r = 84$  мм,
- расстояние  $l_{slr}$  между прорезями проволочного фильтра 2,5 мм (100 прорезей на 25 см длины), между перфорациями 40 мм (25 перфораций на 1 м),
- максимальное расстояние между радиальными линиями тока на удалении по радиусу  $R = 2,5$  м оценим по увеличению хорды, представляющей из себя расстояние между прорезями  $l_{slr}$  в проекции  $L_{slR}$  на радиус  $R$  по формуле:

$$L_{slR} = \pi R n / 180 \quad (1)$$

где  $n$  – угол дуги хорды, град.

Тогда из (1):

$$L_{slR} = l_{slr} R / r$$

Получим для случая расстояния между перфорациями (прорезями проволочного фильтра) в 40 мм и 2,54 мм проекции на радиусе 2,5 м соответственно, 1,19 м и 75,6 мм. Тогда для простоты, диапазон расчетов примем для проволочного фильтра в двух размерностях:

- расстояние  $\Delta_r$  между радиальными потоками через прорези

проводочного фильтра (перфорации в фильтре) горизонтального ствола до 1 см в пристволовой зоне,

- предельное расчетное расстояние  $\Delta_R$  до 10 см между неотклоняющимися радиальными линиями тока на удалении по радиусу 2,5 м от ствола.

Для перфорированного хвостовика условия смешения для растворителя будут существенно хуже в силу меньшей площади сечения для фильтрации, равной 1 – 4 % площади поверхности, против 7 – 10 % у проволочного фильтра.

Диффузионное движение при этом рассмотрим как линейный процесс между линиями тока по кратчайшему расстоянию с начальным нулевым распределением растворителя и постоянной концентрацией растворителя  $C_0$  на контакте «нефть – растворитель».

- концентрация растворителя на забое нагнетательной скважины  $C_o = 0,1$  и  $0,3$  д.ед. порового объема на контакте с нефтью,
- начальная концентрация растворителя в пласте  $C^o = 0$ ,
- величины коэффициента диффузии различных растворителей, в т.ч. и ароматических, в нефть  $D = 2,0 \cdot 10^{-6}$  и  $4,0 \cdot 10^{-6}$  см<sup>2</sup>/сек, по аналогии с характерными для тяжелой нефти месторождения Peace River [5].

Решение уравнения диффузии в этом случае для простоты примем в виде [5]:

$$C(x,t) = C_0 \left( 1 - \operatorname{erfc} \left( \frac{x}{2(Dt)^{1/2}} \right) \right) \quad (2)$$

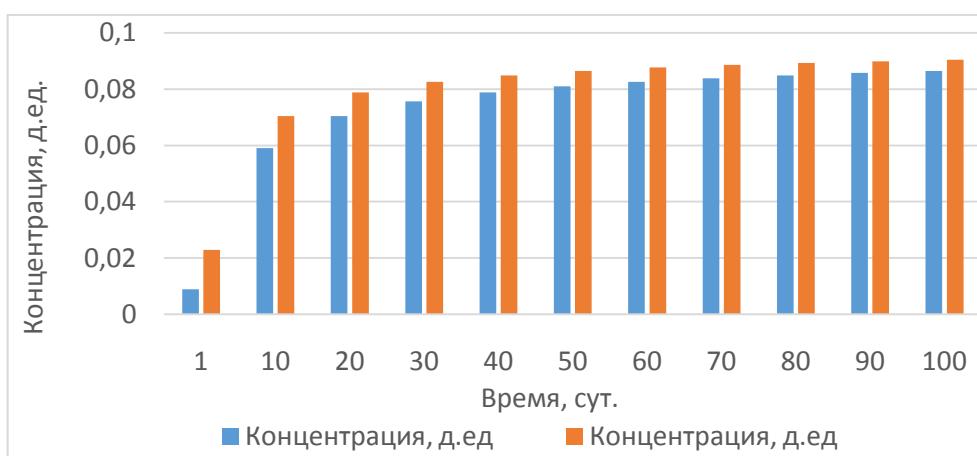
$C(x, t)$  – концентрация растворителя в поре пласта на расстоянии от точки контакта с растворителем  $x$  через время  $t$  после начала процесса диффузии, д.ед.

$$\operatorname{erfc}(x) = 1 - \operatorname{erf}(x),$$

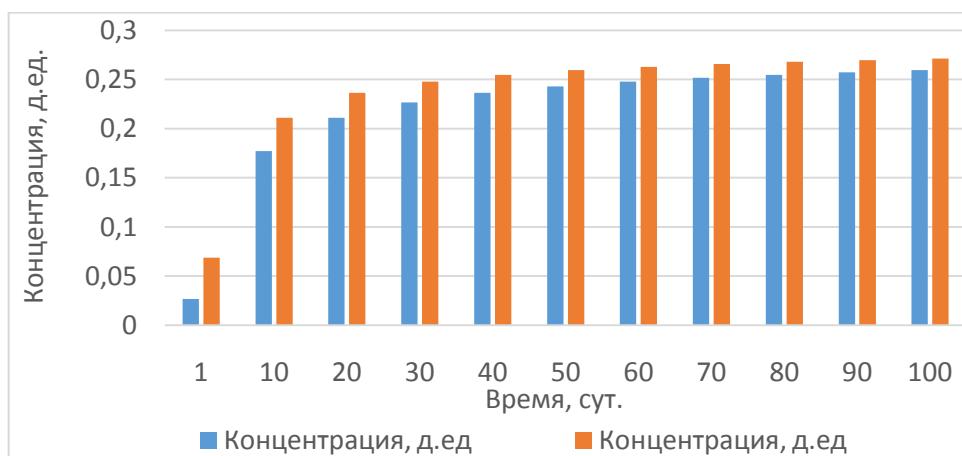
где  $\operatorname{erf}(x)$  – стандартное обозначение интеграла вероятности ошибок;

Представим концентрацию растворителя на характерных размерах 1 см и 10 см за период до 100 сут. Расчеты, проведенные по формуле (2),

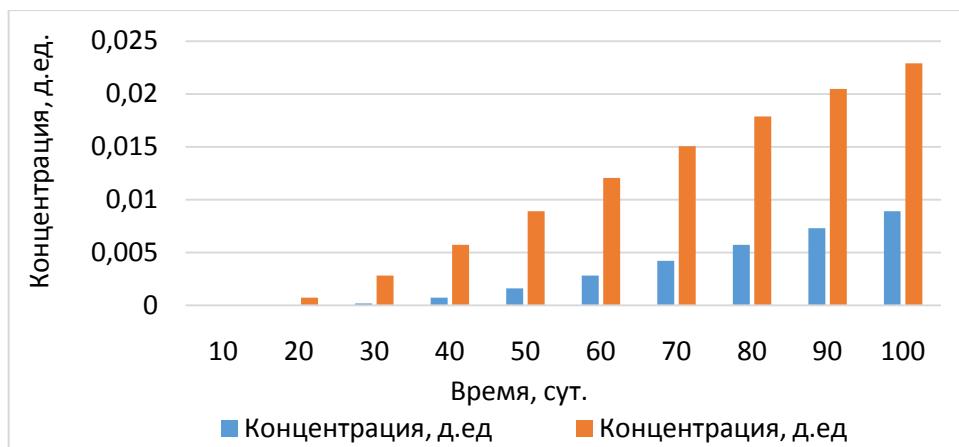
показали существенную значимость расстояния для скорости диффузии, а именно, замедление процесса при расстояниях около 10 см и более. В этом случае возможности диффузионного процесса воздействия растворителем для оказания заметного влияния на вязкость нефти ограничены практически приемлемым временем на выдержку скважины для массообмена. На рис. 4 - 7 показаны распределения концентрации растворителя для расстояний в 1 см и 10 см с концентрациями растворителя 0,1 и 0,3 доли ед. при коэффициенте диффузии  $0,2 \cdot 10^{-6}$  см<sup>2</sup>/сек и  $0,4 \cdot 10^{-6}$  см<sup>2</sup>/сек (попарно на каждом рисунке).



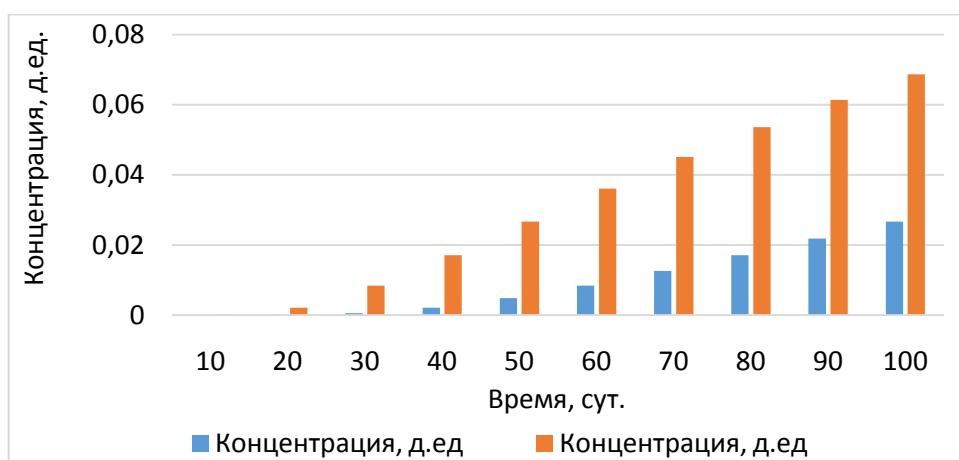
*Рис. 4 Динамика роста концентрации растворителя при  $C_0 = 0,1$  доли единицы для коэффициентов диффузии  $0,2 \cdot 10^{-6}$  см<sup>2</sup>/сек и  $0,4 \cdot 10^{-6}$  см<sup>2</sup>/сек на характерном размере 1 см.*



*Рис. 5 Динамика роста концентрации растворителя при  $C_0 = 0,3$  доли единицы для коэффициентов диффузии  $0,2 \cdot 10^{-6}$  см<sup>2</sup>/сек и  $0,4 \cdot 10^{-6}$  см<sup>2</sup>/сек на характерном размере 1 см.*



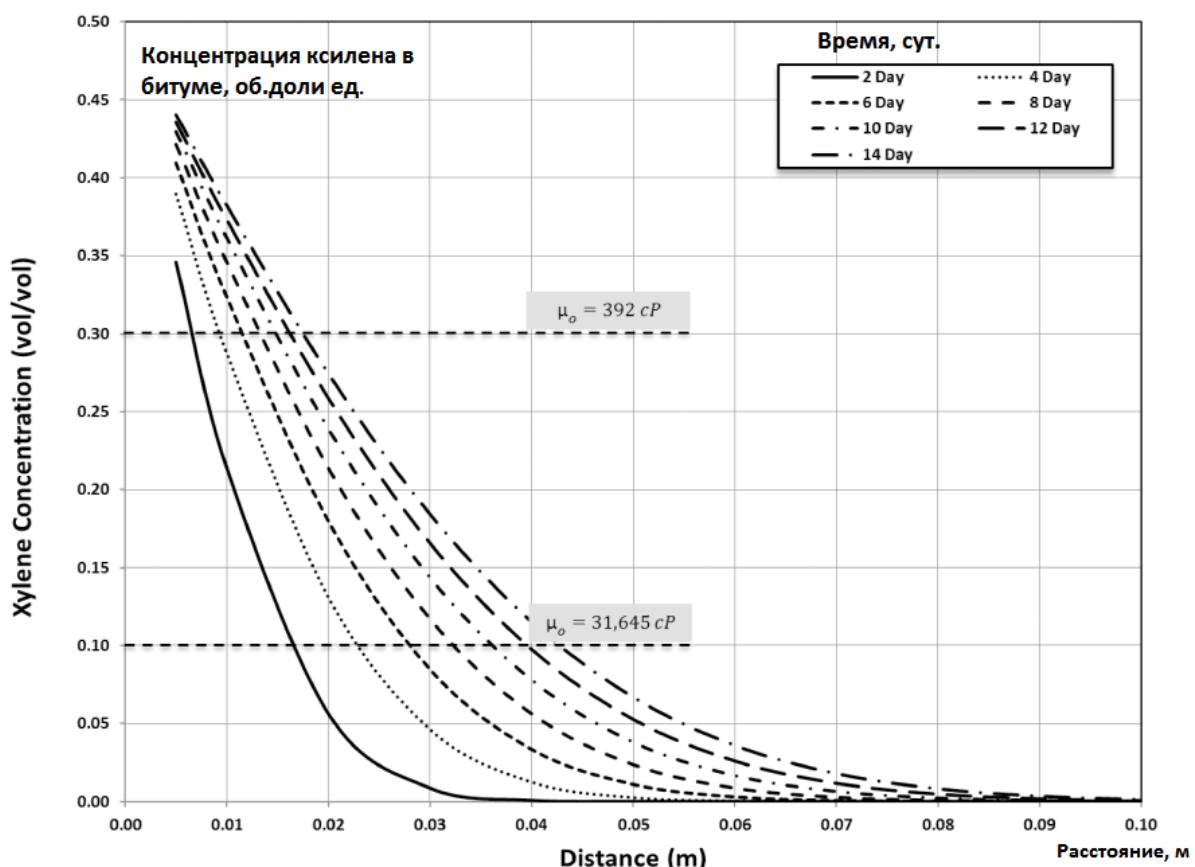
*Рис. 6 Динамика роста концентрации растворителя при  $C_0 = 0,1$  доли единицы для коэффициентов диффузии  $0,2 \cdot 10^{-6}$  см $^2$ /сек и  $0,4 \cdot 10^{-6}$  см $^2$ /сек на характерном размере 10 см.*



*Рис. 7 Динамика роста концентрации растворителя при  $C_0 = 0,3$  доли единицы для коэффициентов диффузии  $0,2 \cdot 10^{-6}$  см $^2$ /сек и  $0,4 \cdot 10^{-6}$  см $^2$ /сек на характерном размере 10 см.*

Сравним полученное с результатами моделирования, проведенными специалистами компании Nexen (рис. 8), для случая продвижения фронта концентрации ароматического растворителя ксиола при диффузионно-дисперсионном взаимодействии с битумом месторождения Long Lake (Канада) [3]. Коэффициент диффузии  $D$  ими был принят по [6] – для толуола равным  $4,8 \cdot 10^{-6}$  см $^2$ /с, т.е. примерно в 2 раза выше, чем результат для толуола по работе [5]. Принимая во внимание существенно большую вязкость битума – в 10 раз, чем у тяжелой нефти Ашальчинского месторождения, видим, что скорость продвижения фронта на расстояниях

1-10 см снижается аналогичным образом, подтверждая наши расчеты по Ашальчинскому месторождению.

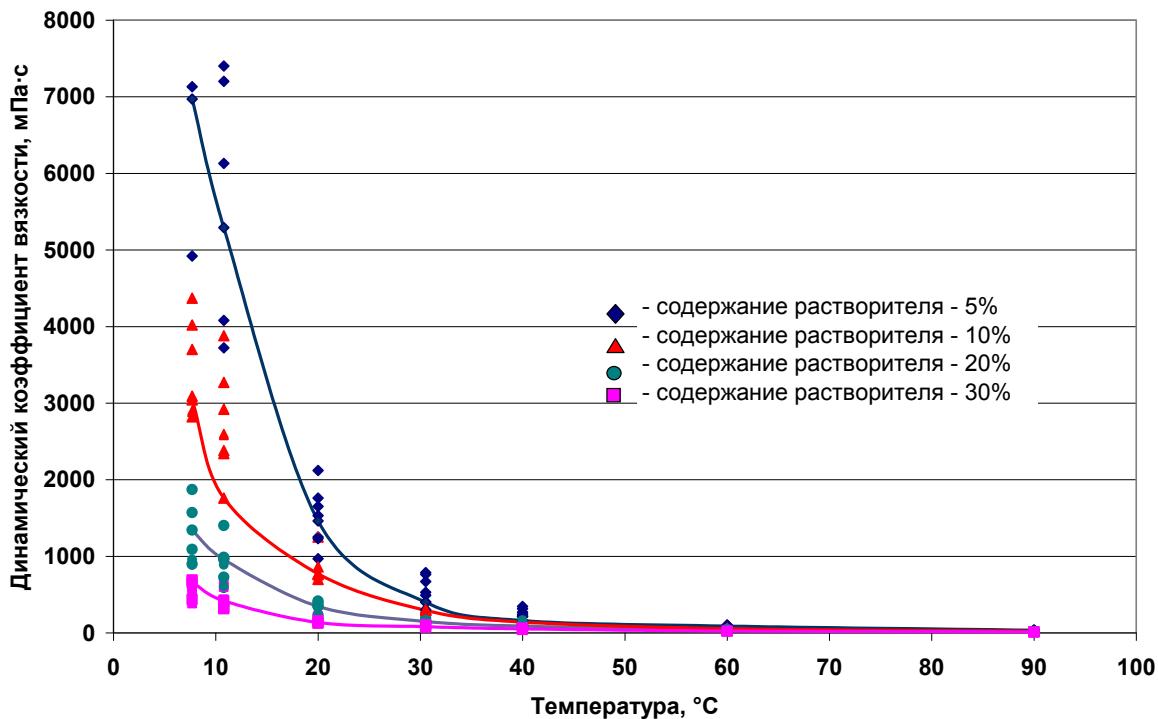


*Рис. 8 Продвижение фронта концентрации ароматического растворителя ксиола во времени для битума месторождения Long Lake (Канада) [3]*

### **Определение удельной эффективности растворителя для снижения вязкости при освоении с термическим воздействием**

В ТатНИПИнефть Рахимовой Ш.Г. были проведены исследования зависимостей вязкости от температуры при различных концентрациях растворителей в следующих пределах для температуры  $T = 8 \div 90^\circ\text{C}$ , концентрации растворителя  $C = 5 \div 20\%$  [8].

Вид полученных зависимостей вязкости от концентрации растворителя и температуры для растворителя с ароматическим компонентом продемонстрирован на рис. 9. Эти зависимости чаще всего имеют экспоненциальный характер.



**Рис. 9 Зависимость коэффициента вязкости нефти Ашальчинского месторождения от температуры при разном содержании растворителя абсорбента A-2 [7]**

На основе проведенного анализа Рахимовой Ш.Г. определены параметры статистической зависимости (3) вязкости нефти от концентрации растворителя и температуры:

$$\mu(T) = Ax^{-b \cdot T}, \quad (3)$$

где  $\mu$  – вязкость нефти, мПа·с,

$T$  – температура, °C,

$A$  – коэффициент, зависящий от типа растворителя и его содержания, мПа·с,

$b$  – степенной коэффициент, также зависящий от типа растворителя и его содержания, 1/°C.

Величина вязкости осреднялась по объему, охваченному воздействием. При этом принималось равномерное распределение растворителя и нефти в концентрационных пределах, которые были получены выше при оценке диффузионного распределения в размерностях времени до 100 сут. По величине средней концентрации растворителя

определялась вязкость нефти с диффундированным в нее растворителем.

Для оценочного расчета были использованы материалы исследований температурных зависимостей вязкости нефти по 2-м растворителям - 50/370 (изопарафиновый) и «А» (ароматический) в различной концентрации [8] (табл. 1).

Таблица 1

*Температурные зависимости вязкости нефти (мПа<sup>\*</sup>с) с растворителями «А» и 50/370 в различной концентрации (% в смеси)*

Наименование растворителя	Концентрация растворителя в смеси, %	Параметры экспоненциальной зависимости		
		A	b	Коэффициент корреляции
«А», ароматический	0,05	6614,3	-0,0658	0,965142
	0,10	2458	-0,0581	0,970515
	0,15	738,39	-0,0471	0,97903
	0,20	432,1	-0,0435	0,949263
50/370, изопарафиновый	0,05	10305	-0,0707	0,970309
	0,10	3809,8	-0,0639	0,974782
	0,15	1628,7	-0,0526	0,972728
	0,20	468	-0,0453	0,97949

Для сопоставимости вязкости в широком температурном диапазоне, характерном для стадии освоения парогравитационных скважин, были определены интегральные величины вязкости путем нахождения определенного интеграла от функции (3) в диапазоне температур  $T = 8 \div 90^{\circ}\text{C}$ .

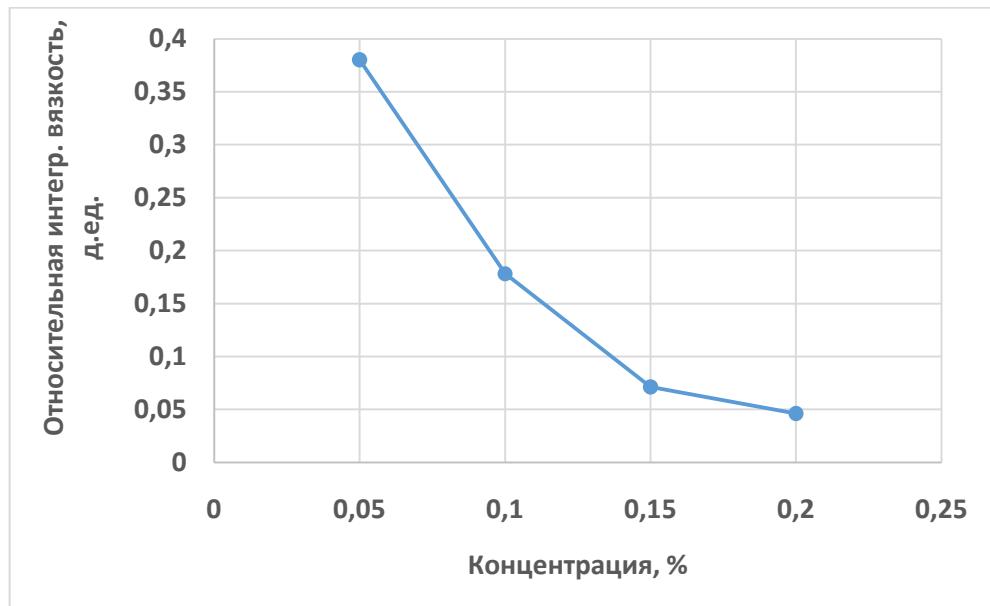
$$\mu_i = \int_8^{90} A e^{-bT} dT \quad (4)$$

где  $\mu_i$  – интегральная величина вязкости в указанном диапазоне изменения температур.

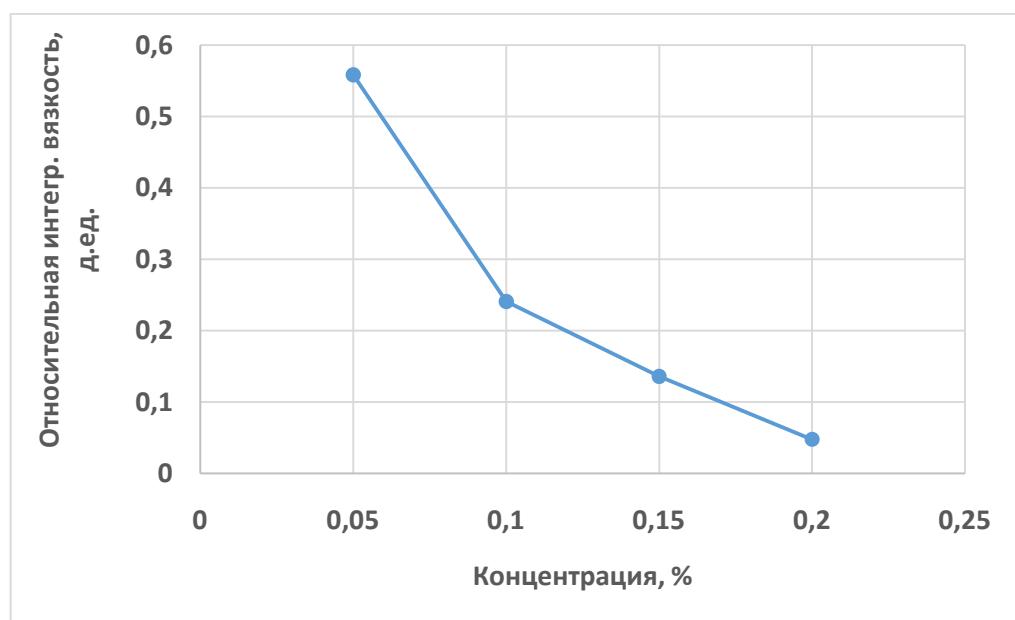
Оценим технологическую эффективность растворителей при различных концентрациях. Для этого определим удельную эффективность снижения вязкости нефти растворителем в указанных выше температурных пределах, используя отношение интегральной величины

вязкости нефти с различным объемом растворителя к таковой для нефти без растворителя.

На основе полученных результатов определены величины удельной эффективности растворителя для снижения вязкости нефти при различной концентрации, показанные на рис. 10 и 11 для растворителей марок 50/370 и «А», соответственно.



*Рис. 10 Удельное снижение вязкости при различной концентрации растворителя 50/370 (% в смеси)*



*Рис. 11 Удельное снижение вязкости при содержании растворителя «А» в различной концентрации (% в смеси)*

Как видно по результатам исследований обоих растворителей, наибольшее удельное снижение интегральной величины вязкости происходит уже при малых концентрациях в 0,05-0,1%, при этом растворитель 50/370 в небольшой степени более эффективен до концентрации 0,15%, чем растворитель «А», для снижения вязкости в принятых условиях.

Таким образом, сопоставлены процессы массопереноса при конвекции и последующей диффузии растворителя в нефтеводонасыщенных объемах прискважинных зон парогравитационных скважин в условиях, характерных для Ашальчинского месторождения. Получены оценки, определяющие необходимые объемы растворителя в один-два скважинных объема и сроки до 2-3 месяцев для прохождения диффузионного массообмена. Процесс возможно ускорить с переходом на закачку пара после более короткого периода диффузионной пропитки, для чего необходимо принимать во внимание существующие технологические и геологические условия и ограничения – давления нагнетания пара и отбора жидкости, водонасыщенность в зоне расположения скважин, расстояние до ВНК и др.

### **Выводы.**

1. На основе разделения процесса по физическим компонентам проведена оценка конвективно – диффузионного процесса распространения растворителя для повышения эффективности освоения скважин при парогравитационном воздействии.
2. Показана эффективность прохождения процесса холодного диффузионного распространения растворителя в течении периода до 100 сут. на характерных расстояниях при освоении парогравитационных скважин для условий Ашальчинского месторождения.

3. Предложен метод оценки эффективности снижения вязкости при термическом воздействии и различной концентрации растворителя на основе определения отношения интегральной величины вязкости нефти с различным объемом растворителя к таковой для нефти без растворителя в диапазоне температур, характерном для процесса освоения скважин при парогравитационном воздействии. Методика апробирована путем сравнения 2-х различных растворителей. Результаты показали, что концентрация 0,05 % для обоих растворителей в наибольшей степени снижает вязкость тяжелой нефти, что м.б. достаточно для существенного ускорения процесса освоения скважины.
4. Отмечено, что проволочный фильтр существенно эффективней перфорированного хвостовика при применении растворителя не только за счет большей площади фильтрации через него, но и за счет более равномерного распределения растворителя по объему прискважинного пространства.
5. Определено, что наиболее существенное удельное снижение интегральной величины вязкости нефти при использовании исследованных растворителей происходит уже при малых концентрациях в 0,05-0,1 %, при этом растворитель 50/370 более эффективен до концентраций 0,15 %, чем растворитель «А».
6. Показано, что с учетом времени диффузии, а также характерных расстояний прохождения диффузионных процессов технологически эффективной концентрацией для рассмотренных в статье растворителей можно принять 0,01-0,02 объемных д.ед. от конвективно охватываемого растворителем объема, что вполне достигается в промысловых условиях закачкой растворителя в один-два объема ствола горизонтальной скважины.

### Список литературы

1. Муслимов, Р.Х. В современной России нужна новая стратегия освоения нефтяных месторождений - оптимизация добычи и максимизация КИН [Электронный ресурс] // Нефтяная провинция.- 2015.- №3.- URL: [http://media.wix.com/ugd/2e67f9\\_b9d6751610aa46878b0c809dace27477.pdf](http://media.wix.com/ugd/2e67f9_b9d6751610aa46878b0c809dace27477.pdf) (дата обращения 10.05.2017)
2. Рахимова, Ш.Г. Исследование совместного применения теплового воздействия и углеводородных растворителей для разработки залежей тяжелых нефтей и битумов [Текст] / Рахимова Ш.Г., Ибатуллин Р.Р., Амерханов М.И., Хисамов Р.С. // Материалы II Междунар. науч. симпозиума. – В 2т. – Т.1. – М.: ОАО " Всерос. нефтегаз. науч.-исслед. ин-т", 2009.– С. 216-219.
3. Ahmadloo, F., & Yang, P.. Solvent-Assisted Start-up of SAGD Wells in Long Lake Project. Society of Petroleum Engineers Paper 170052. URL doi:10.2118/170052-MS (2014, June 10)
4. Ibatullin, R. Ways of Shallow Heavy Oil Deposit Development in the Active Aquifer Environment [Электронный ресурс] / R.R. Ibatullin, N.U. Maganov, N.G. Ibragimov; R.S. Khisamov, R.Kh. Khalimov, A.T. Zaripov // World Heavy Oil Congress 2016, Calgary, Canada September 6-9 Режим доступа <https://worldheavyoilcongress.com/sessions/ways-of-shallow-heavy-oil-deposit-development-in-the-active-aquifer-environment/> (дата обращения 06.09.2016)
5. Frank Diedro. Evaluation of Diffusion of Light Hydrocarbons in Bitumen / Frank Diedro, Jonathan Bryan, Sergey Kryuchkov, Apostolos Kantzas // SPE Canada Conference SPE Paper 174424 (Presented at 9-11 June 2015) - Calgary, Alberta, Canada
6. Карслу Г., Егер Д. Теплопроводность твердых тел М.: Наука, 1964. — 488 с.
7. Oballa, V. An Experimental Study Of Diffusion In The Bitumen-Toluene System / Oballa, V., Butler, R. M. // Journal of Canadian Petroleum Technology - 1989, March. - P. 63-69 ( URL doi:10.2118/89-02-03)
8. Рахимова Ш.Г. Исследование совместного применения теплового воздействия и углеводородных растворителей для разработки залежей тяжелых нефтей и битумов : дисс. ...канд. техн. наук. – Бугульма, 2009 г. – 125 с.

## **Сведения об авторе**

*Ибатуллин Равиль Рустамович*, доктор технических наук, профессор, директор, компания TAL Oil Limited, Канада, Калгари.

E-mail: [ravil.r.ibatullin@gmail.ru](mailto:ravil.r.ibatullin@gmail.ru)

## **Author**

*R. Ibatullin, PhD, Prof., CEO TAL Oil Limited, Canada, Calgary*

E-mail: [ravil.r.ibatullin@gmail.ru](mailto:ravil.r.ibatullin@gmail.ru)

**Ибатуллин Равиль Рустамович**

**800, 350-7th Avenue SW**

**Calgary AB Canada T2P 3N9**

**Ph.: +1-(403)-705-1935**

**E-mail: [ravil.r.ibatullin@gmail.ru](mailto:ravil.r.ibatullin@gmail.ru)**