

1.2014



**ВНИИОЭНГ**

**Строительство  
нефтяных  
и  
газовых  
СКВАЖИН**

**на суше  
и на море**

**Construction  
of oil and gas wells on land  
and sea**

**НАУЧНО - ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ**

# СТРОИТЕЛЬСТВО НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН НА СУШЕ И НА МОРЕ

Январь 2014 г.

№ 1

Издается с 1993 г.  
Выходит 12 раз в год

Учредитель журнала ОАО «ВНИИОЭНГ»  
Генеральный директор

А.Г. Лачков

## РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ:

Близнюков В.Ю. (главный редактор), д-р техн. наук, академик Украинской нефтегазовой академии,  
Липатов В.И. (зам. главного редактора), канд. техн. наук, Ангелопуло О.К., д-р техн. наук, профессор, Бастриков С.Н., д-р техн. наук, профессор, Быков И.Ю., д-р техн. наук, профессор, Крылов В.И., д-р техн. наук, профессор, Кузнецов Ю.С., д-р техн. наук, профессор, Курбанов Я.М., д-р техн. наук, профессор, Кязимов Э.А., д-р техн. наук, Мамедтагизаде А.М., д-р техн. наук, профессор, академик Международной академии наук, Махмудов Д.М., д-р техн. наук, профессор, Мыслук М.А., д-р техн. наук, профессор Украинской нефтегазовой академии, Оганов А.С., д-р техн. наук, профессор, Рябоконт С.А., д-р техн. наук, профессор, Хегай В.К., д-р техн. наук, профессор

Журнал включен в «Перечень ведущих рецензируемых научных журналов и изданий, выпускаемых в Российской Федерации, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученых степеней доктора и кандидата наук» (Решение президиума ВАК Министерства образования и науки РФ от 19 февраля 2010 г., № 6/6).

## СОДЕРЖАНИЕ

### ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ

Сериков Д.Ю., Ясашин В.А., Панин Н.М. Совершенствование конструкций бурильного инструмента для бурения скважин с очисткой забоя газообразным агентом..... 4  
Сафаров Я.И., Моаога Махмод Даас, Беглярва Г.А. О методе по предупреждению прихвата бурильного инструмента при бурении геотермальных скважин ..... 9  
Молодило В.И., Коротаев С.Н. Определение забойных параметров при бурении скважин винтовыми забойными двигателями ..... 11  
Букин П.Н., Штеренберг А.М., Айзуппе Э.А. Влияние промывки на показания индикатора веса..... 15  
Фурсин С.Г., Григулецкий В.Г. О заканчивании скважин в условиях контролируемой депрессии на пласт ..... 17  
Кейбал А.В., Тимофеев Ю.Л., Кейбал А.А. Бурение всерных радиальных боковых стволов для интенсификации притоков газа в метаноугольных скважинах ..... 24  
Зинина И.А., Галимов И.Ф., Андронов С.Н. Вскрытие продуктивных карбонатных отложений ..... 28

### БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ

Федин Д.С. Экспериментальная оценка напряжения сдвига, плотности и влажности глинистых корок буровых растворов и глинисто-шламового осадка..... 31

### ЗАКАНЧИВАНИЕ СКВАЖИН

Ахрименко В.Е., Пащевская Н.В. Использование мелассы в качестве пластификатора тампонажных растворов..... 35

### ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН

Половников В.Ю., Цыганкова Ю.С. Радиус растепления многолетнемерзлых пород при эксплуатации нефтяных скважин в Восточной Сибири ..... 38  
Долгушин В.А., Сызранцев В.Н., Кустышев А.В., Голофаст С.Л., Зозуля Г.П. Ограничение водопитока с использованием модификаторов фазовой проницаемости после гидравлического пласта... 43  
Аннотации статей ..... 48

# CONSTRUCTION OF OIL AND GAS WELLS ON LAND AND SEA

January 2014

№ 1

published since 1993  
12 issues per year

## CONTENTS

### DRILLING TECHNIQUE AND TECHNOLOGY

Serikov D.Yu., Yasashin V.A., Panin N.M. Updating of drilling equipment to be used for drilling wells with further cleaning of a well bottom by gaseous agent ..... 4  
Safarov Ya.I., Daas M.M., Beglyarova G.A. Some method of prevention of drilling tools sticking while drilling geothermal wells..... 9  
Molodilo V.I., Korotaev S.N. Determination of downhole parameters while drilling wells by means of positive displacement motor ..... 11  
Bukin P.N., Shterenberg A.M., Aizuppe E.A. Effect of washing on weight indicator showings ..... 15  
Fursin S.G., Griguletsky V.G. Some aspects of well completion in conditions of controlled depression on a formation ..... 17  
Keybal A.V., Timofeev Yu.L., Keybal A.A. Drilling of ring radial lateral well bores to increase gas productivity of coal-methanol wells ..... 24  
Zinina I.A., Galimov I.F., Andronov S.N. Exposing of productive carbonate formations..... 28

### DRILLING MUDS

Fedin D.S. Experimental research shear stress, density and humidity of clay filter cake and clayish-sludge sedimentation..... 31

### WELL COMPLETION

Akhrimenko V.E., Pashchevskaya N.V. Usage of molasses as plasticizer of grouting mortars..... 35

### EXPLOITATION OF THE WELLS

Polovnikov V.Yu., Tsygankova Yu.S. Radius of permafrost thawing while operating oil wells in the East Siberia ..... 38  
Dolgushin V.A., Syzrantsev V.N., Kustishev A.V., Golofast S.L., Zozulya G.P. Usage of relative permeability modifier to limit water inflow after a formation hydraulic fracturing ..... 43  
Abstracts of articles ..... 48

## ЭКСПЕРТНЫЙ СОВЕТ:

Аширафьян М.О., Ведищев И.А.,  
Иванников В.И., Коротаев Ю.А.,  
Курумов Л.С., Плотников В.М.,  
Поляков В.Н., Потапов А.Г.,  
Рукавицын В.Н., Симоныц С.Л.,  
Шумилов В.П.

Ведущий редактор: Л.Н. Коровинских

Компьютерный набор: В.В. Васина

Компьютерная верстка: И.В. Смолина

Корректор: Н.Г. Евдокимова

## Индекс журнала

58502 — по каталогу Агентства «Роспечать»,  
10334 — по объединенному каталогу  
10335 «Пресса России»

Свидетельство о регистрации средств массовой информации ПИ № 77-12337 от 10.04.2002 г.

Адрес редакции: 117420 Москва,  
ул. Наметкина, д. 14, корп. 2,  
ОАО «ВНИИОЭНГ».  
Тел. ред.: 332-00-30, 332-00-29.  
E-mail: <vniiioeng@vniiioeng.ru>  
http://vniiioeng.mcn.ru  
Группа распространения и подписки  
тел./факс: (495) 332-06-15.

Подписано в печать 26.11.2013.  
Формат 84×108 1/16. Бумага офсетная.  
Офсетная печать. Усл. печ. 5,46 л. Уч.-изд. 6 л.  
Тираж 1350 экз. Заказ № 2. Цена свободная.  
ОАО «ВНИИОЭНГ» № 5925.

Печатно-множительная база ОАО «ВНИИОЭНГ».  
117420 Москва, ул. Наметкина, д. 14, корп. 2

УДК 622.276

## РАДИУС РАСТЕПЛЕНИЯ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОД ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН В ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

В.Ю. Половников – канд. техн. наук, доцент, Ю.С. Цыганкова – канд. техн. наук, ст. преподаватель  
(<sup>1</sup>Научно-исследовательский Томский политехнический университет, <sup>2</sup>ОАО «Томский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа»)

## RADIUS OF PERMAFROST THAWING WHILE OPERATING OIL WELLS IN THE EAST SIBERIA

V.Yu. Polovnikov,<sup>1</sup> Yu.S. Tsygankova<sup>2</sup>  
(Tomsk Scientific-Research Polytechnic University<sup>1</sup>, National Research Tomsk Polytechnic University<sup>2</sup>)

На современном этапе развития нефтегазодобывающей отрасли давно возникла необходимость ввода в разработку месторождений в зонах распространения вечной мерзлоты в Восточной Сибири. Строительство и эксплуатация нефтегазовых объектов в условиях вечной мерзлоты осложняется проблемой постепенного оттаивания грунтов вблизи объектов, являющихся источниками тепла. К таким объектам относятся, например, добывающие скважины [1, 2].

Изучению процессов оттаивания многолетнемерзлых пород под воздействием подземного источника тепла посвящено достаточно много работ [3–9]. Исследования [3–9] базируются на традиционных подходах к анализу тепловых режимов рассматриваемых объектов и не учитывают ряд специфических факторов, влияющих на процессы теплопереноса в зонах размещения скважин. В [3, 4] не учитываются изменения теплофизических характеристик грунтов в зависимости от глубины их залегания, а также не рассматриваются особенности неоднородного островного и частично сплошного распространения многолетней мерзлоты, характерной для Восточной Сибири. В [5, 6] описано поведение ММП непосредственно в процессе бурения скважин, без учета динамики растепления грунта во времени. Авторами работ [7–9] при моделировании процессов теплопереноса в прискважинной зоне не учитывается дополнительное термическое сопротивление слоя природного газа, скапливающегося в затрубном пространстве. Прослойка из газа, по существу, является естественным теплоизолятором.

Альтернативным способом получения достоверной информации о тепловом состоянии рассматриваемых систем является измерение температур и тепловых потоков в зонах размещения скважин. Следует отметить перспективность и особое значение термометрических методов непосредственного измерения температуры в процессе эксплуатации скважины. Однако для проведения таких исследований требуются высокочувствительные глубинные термометры и специальное дорогостоящее оборудование [10].

Оттаивание массивов вечномерзлых грунтов в околоствольном пространстве зачастую вызывает деформацию, повреждение и поломку насосно-компрессорных труб (НКТ) [11, 12]. Это приводит к долгосрочным ремонтам, простаиванию добывающих скважин и значительным потерям добычи нефти.

Нивелированию затрат, связанных с ликвидацией последствий аварий, могут способствовать доступные инструменты математического моделирования возможных зон оттаивания грунтов и их пространственного распространения за весь период эксплуатации месторождения. Такие инструменты позволяют обоснованно выбирать конструкции скважин и планировать оптимальную сетку их размещения [9]. Сетки с заведомо большими расстояниями между устьями скважин приводят к увеличению капитальных затрат на отсыпку кустовых площадок, поскольку известно, что доставка сыпучих материалов на месторождения, расположенные в труднодоступных районах Восточной Сибири, является весьма проблематичной и затратной.

Таким образом, для снижения затрат на строительство кустовых площадок и уменьшения рисков возникновения аварий при разработке месторождений необходимым условием является прогнозирование поведения многолетнемерзлых грунтов под воздействием вертикального источника тепла (добывающей скважины) и определение возможного радиуса растепления грунтов за весь период эксплуатации месторождения.

Целью данной работы является определение радиуса растепления ММП от тепловыделяющей вертикальной скважины в реальных условиях эксплуатации для типичного месторождения Восточной Сибири с учетом динамики процессов теплопереноса и изменения теплофизических характеристик высокотемпературных ММП, имеющих островное и частично сплошное распространение [13].

Рассматривается нестационарная задача теплопроводности для вертикальной скважины, размещенной в массиве многолетнемерзлых пород, имеющих неодно-

родное распределение по высоте. На рис. 1 приведены схематичное изображение области решения и основные геометрические размеры рассматриваемого объекта. В конструкции скважины, среди прочего, учтено содержание природного газа в затрубном пространстве, который по своим теплофизическим свойствам может служить естественным теплоизолятором. Теплофизические характеристики грунтов и последовательность их залегания приняты по усредненному гео-

логическому разрезу типовой кустовой площадки рассматриваемого месторождения (табл. 1).

На левой границе рассматриваемой области (стенка НКТ) (см. рис. 1) выставлялись граничные условия III рода. На верхней и нижней границах – I рода (задана температура ММП). На правой границе вводятся граничные условия II рода (тепловой поток равен нулю), а на границах разделов слоев – IV рода (условия идеального теплового контакта).

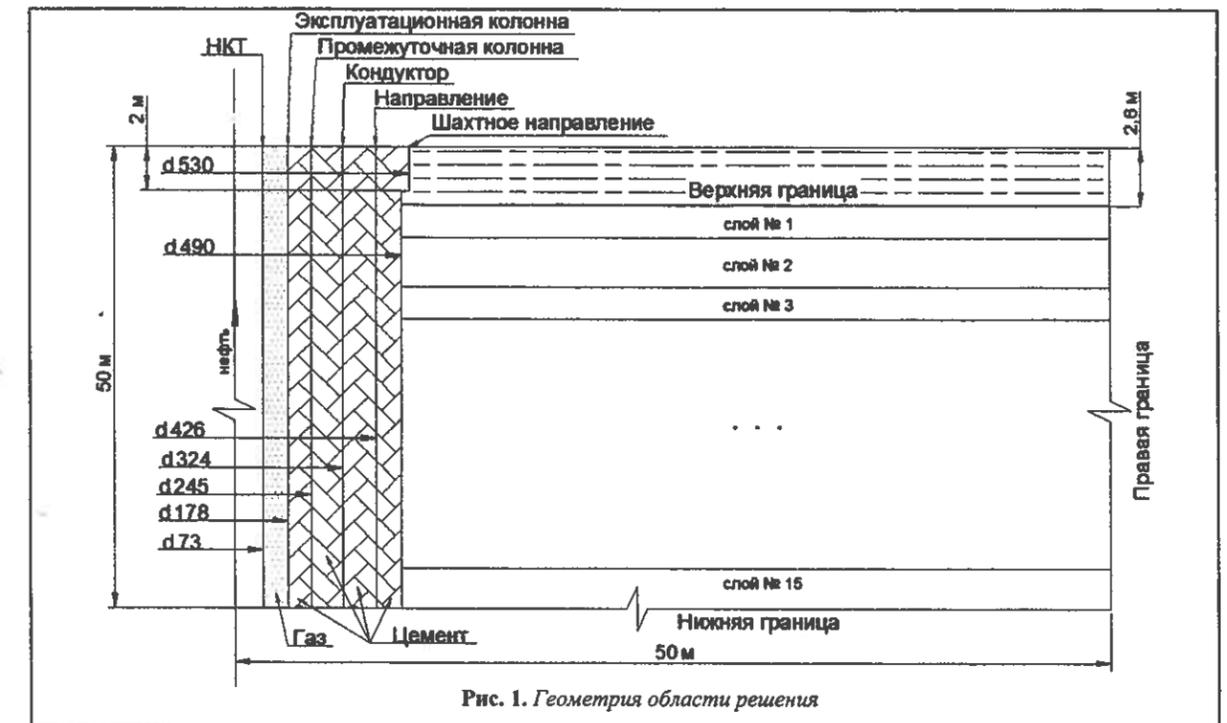


Рис. 1. Геометрия области решения

Теплофизические характеристики грунтов, согласно усредненному геологическому разрезу

Номер слоя	Грунт	Глубина залегания, м		$\lambda$ , Вт/(м·°С)	$c$ , Дж/(м <sup>3</sup> ·°С) · 10 <sup>-6</sup>	$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>
1	Суглинок щебенистый, пластично-мерзлый, слабльдистый массивной криотекстуры	2,6	5,0	1,57	2,41	2110
2	Щебенистый грунт с суглинистым заполнителем, пластично-мерзлый, слабльдистый, корковой криотекстуры	5,0	15,0	2,33	2,12	2180
3	Щебенистый грунт с суглинистым заполнителем, пластично-мерзлый, слабльдистый, корковой криогенной текстуры	15,0	20,0	1,8	1,89	2220
4	Щебенистый грунт с включением глыб, твердомерзлый слабльдистый корковой криотекстуры	20,0	25,0	3,12	2,26	2270
5	Алеврит низкой прочности, выветрелый, трещиноватый, морозный	25,0	30,0	3,0	1,90	2130
6	Доломит пониженной прочности, трещиноватый, кавернозный, выветрелый, морозный	30,0	32,0	1,94	2,15	2130
7	Алеврит пониженной прочности, трещиноватый, выветрелый, морозный	32,0	35,0	2,35	2,00	2100
8	Песчаник пониженной прочности, трещиноватый, выветрелый	35,0	37,0	1,9	1,95	2130
9	Доломит малопрочный, трещиноватый, кавернозный, выветрелый	37,0	40,0	1,94	2,25	2040
10	Алеврит пониженной прочности, трещиноватый	40,0	42,0	2,35	2,00	2100
11	Доломит малопрочный, трещиноватый, кавернозный	42,0	44,0	1,82	2,25	2040
12	Алеврит низкой прочности, трещиноватый	44,0	45,0	1,9	1,90	2130
13	Песчаник пониженной прочности, трещиноватый	45,0	47,0	2,35	1,95	2130
14	Доломит средней прочности, трещиноватый	47,0	48,0	1,57	2,33	2510
15	Алеврит пониженной прочности, трещиноватый	48,0	50,0	1,5	2,00	2100

Исходные данные, принятые в расчете:

- мерзлота распространяется не более 50,0 м в глубину;
- температура нефти на устье принята 283 К;
- состояние температурного поля в прискважинной зоне фиксируется с периодичностью 1 раз в год на момент летнего оттаивания;
- климатические характеристики приняты по данным многолетних наблюдений метеостанции пункта Байкит Эвенкийского АО [14].

Задача решена с учетом следующих допущений:

- Нормативная глубина сезонного оттаивания составляет 2,6 м. Ниже этой отметки начальная температура грунта принимается равной 272,7 К.
- Для исключения влияния сезонного оттаивания ММП от дневного источника тепловой энергии верхняя граница области решения проходит на глубине 2,6 м.

При определении радиуса полагается, что растепление наступает при достижении в грунте температуры 273,2 К.

Исследование растепления грунтов проводится за расчетный период эксплуатации скважины, равный 30 годам.

Математическая модель, описывающая поведение ММП в околоствольном пространстве скважины, представляет собой систему из двухмерных дифференциальных уравнений нестационарной теплопроводности, начальных и граничных условий:

Уравнение теплопроводности:

$$c_i \cdot \rho_i \cdot \frac{\partial T_i}{\partial \tau} = \lambda_i \cdot \left( \frac{\partial^2 T_i}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 T_i}{\partial y^2} \right), \quad i = \overline{1, n}.$$

Начальные условия:

при  $\tau = 0$ ,

$$T_i = 272,7 \text{ К}, T_n = 283 \text{ К}, T_r = 283 \text{ К}, T_u = 272,7 \text{ К}.$$

Граничные условия:

на левой границе

при  $x = r_1, T = T_n$

$$\frac{\partial T_r}{\partial y} = -\frac{\alpha_n}{\lambda_r} (T_n - T_r),$$

при  $x = r_2$

$$\lambda_r \cdot \frac{\partial T_r}{\partial y} = \lambda_u \cdot \frac{\partial T_u}{\partial y},$$

при  $x = r_3$

$$\lambda_u \cdot \frac{\partial T_u}{\partial y} = \lambda_i \cdot \frac{\partial T_i}{\partial y};$$

на нижней границе

при  $y = y_i, i = n$

$$T = T_{\text{мп}} = \text{const};$$

на правой границе

для  $y \in (y_0; y_n)$ , при  $x \rightarrow \infty, \frac{\partial T}{\partial x} = 0$ ;

на верхней границе

при  $y = y_i, i = 1, T = T_{\text{мп}} = \text{const}$ ;

на границах раздела грунтов

при  $y = y_i, i = \overline{1, (n-1)}, T_i = T_{i+1}, \lambda_i \cdot \frac{\partial T_i}{\partial x} = \lambda_{i+1} \cdot \frac{\partial T_{i+1}}{\partial x}$ .

Обозначения, принятые в формулах:  $c$  – теплоемкость, Дж/(кг·К);  $\rho$  – плотность, кг/м<sup>3</sup>;  $T$  – температура, К;  $\alpha$  – коэффициент теплоотдачи, принят равным 50 Вт/(м<sup>2</sup>·К);  $\chi$  – коэффициент теплопроводности, Вт/(м·К);  $r_1$  – внутренний радиус эксплуатационной колонны, м;  $r_2$  – внутренний радиус скважины, м;  $r_3$  – внешний радиус скважины, м;  $\tau$  – время, с.

Индексы: ц – цемент, н – нефть, г – попутный нефтяной газ,  $i \in N$  – номер границы раздела грунтов,  $n$  – число границ раздела грунтов.

Рассматриваемая задача решена методом конечных разностей [15] с использованием неявной разностной схемы. Разностные аналоги уравнений решены с помощью метода «прогонки» [15]. Особенности решения задачи состояли в разрыве теплофизических характеристик на границах разделов и наличии подвижной границы зоны растепления ММП. Координаты радиуса растепления ММП определялись методом последовательных приближений на каждом временном шаге.

Основные результаты исследования динамики растепления ММП в околоствольной области скважины представлены в табл. 2 и на рис. 2. В табл. 2 приведены обобщенные данные о радиусе растепления ММП в зоне размещения скважины для типичного месторождения Восточной Сибири.

Таблица 2

Динамика растепления ММП

Время от начала эксплуатации скважины	Радиус растепления, м	Примечание (см. рис. 2)
1 мес	0	–
1 год	0,6	а
2 года	0,8	–
3 года	1,0	б
5 лет	1,2	в
10 лет	1,5	г
20 лет	2,0	д
30 лет	2,2	е

Результаты расчета, приведенные в табл. 2, свидетельствуют об ожидаемом увеличении радиуса растепления с течением времени. Однако по сравнению с данными [7–9], не учитывающими наличие дополнительного термического сопротивления (слой природного газа в затрубном пространстве), полученные результаты (см. табл. 2) показывают значительно меньшие значения радиуса растепления. На момент окончания срока эксплуатации скважины радиус растепления ММП не превышает

2,2 м при постоянной температуре нефти на устье. Полученные результаты позволяют обоснованно сократить расстояние между соседними скважинами. Сетка размещения скважин, основанная на подобных расчетах, будет способствовать оптимизации затрат на строительство кустовых площадок.

На рис. 2 представлены типичные температур-

ные поля в зоне действия скважины и максимальные радиусы растепления ММП. Характер изменения координат радиуса растепления (см. рис. 2) позволяет говорить о том, что эта величина не является постоянной по глубине и зависит от значений теплофизических характеристик грунтов в зоне размещения скважины (см. табл. 1).

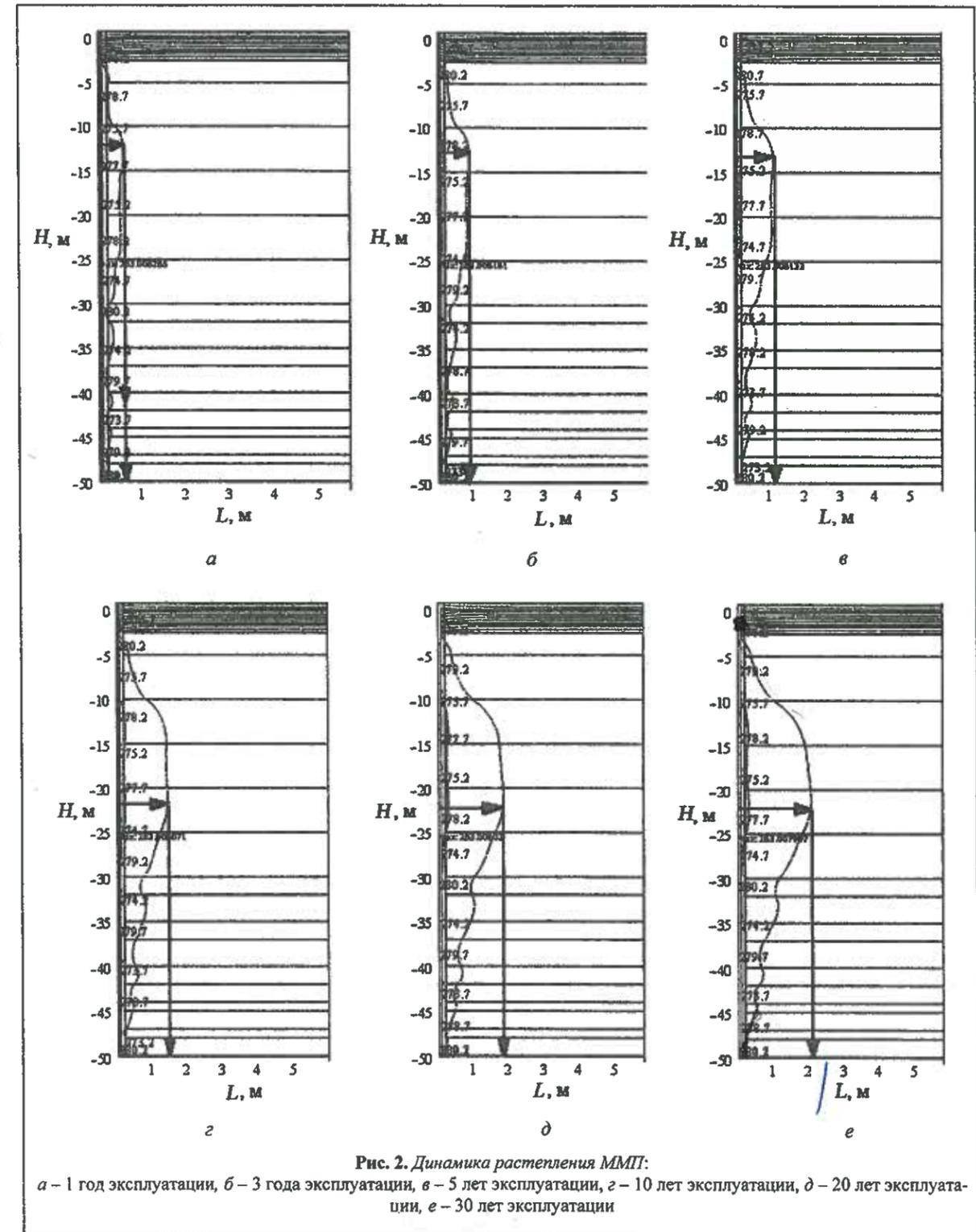


Рис. 2. Динамика растепления ММП:

а – 1 год эксплуатации, б – 3 года эксплуатации, в – 5 лет эксплуатации, г – 10 лет эксплуатации, д – 20 лет эксплуатации, е – 30 лет эксплуатации

## Выводы

Проведено математическое моделирование нестационарного теплового поведения системы добывающая скважина – ММП с учетом изменения теплофизических свойств ММП по глубине и наличия дополнительного термического сопротивления – природный газ в затрубном пространстве скважины.

Установлено, что радиус растепления ММП за период эксплуатации скважины для типичного месторождения Восточной Сибири составляет 2,2 м при неизменной температуре нефти на устье.

Показана необходимость учета неоднородности теплофизических характеристик ММП в зависимости от глубины их залегания.

Природный газ, скапливающийся в естественных условиях в затрубном пространстве при эксплуатации скважины, служит дополнительным теплоизолятором и значительно влияет на радиус растепления ММП.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Теплоизоляция колонны НКТ в зоне ММП / Р.А. Гасумов [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2007. – № 9. – С. 35–37.
2. Полозков А.В., Близиуков В.Ю., Полозков К.А. Теплоизоляция конструкций скважин в зонах многолетнемерзлых пород // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2008. – № 6. – С. 2–5.
3. Горелик Я.Б., Шабров А.Б., Сысоев Ю.С. Динамика протаивания мерзлых пород в зоне влияния двух скважин // Криосфера Земли. – 2008. – Т. XII. – № 1. – С. 59–65.
4. Полозков А.В., Близиуков В.Ю., Полозков К.А. Исследование тепловых режимов при испытании, отработке разведочных, добывающих скважин в условиях многолетнемерзлых пород // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2008. – № 7. – С. 15–21.
5. Гасумов Р.А., Кондренко О.С., Толпаев В.А. Расчет изотермического фронта протаивания многолетнемерзлой породы по данным, полученным при проводке скважины // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2011. – № 2. – С. 20–22.
6. Гасумов Р.А., Толпаев В.А., Кондренко О.С. Вывод уравнений для приближенного расчета температуры бурового раствора при бурении скважины в многолетнемерзлой породе // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2011. – № 4. – С. 19–22.
7. Полозков А.В., Полозков К.А., Гафтуняк П.И. Теплоизоляция конструкций скважин и расчет их теплообмена с многолетнемерзлыми породами // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2011. – № 10. – С. 15–22.
8. Теплоизоляция конструкций скважин и расчет теплопередачи через диафрагмы, соединяющие двустенные теплоизолированные трубы в многолетнемерзлых породах / К.А. Полозков, В.П. Филиппов, А.В. Полозков, П.И. Гафтуняк, А.В. Сутырин // Строительство нефтяных и газо-

вых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2011. – № 8. – С. 9–16.

9. Полозков К.А. Выбор расстояний между кустовыми эксплуатационными скважинами в зонах ММП // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2008. – № 3. – С. 21–29.

10. Полозков А.В., Полозков К.А. Термометрические исследования при освоении Северных месторождений в условиях многолетнемерзлых пород // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2011. – № 11. – С. 22–24.

11. Леонов Е.Г., Петренко А.В. Методика оценки прочности крепи добывающих скважин в многолетнемерзлых породах // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2010. – № 7. – С. 42–48.

12. Полозков К.А., Басниев К.С., Гафтуняк П.И. Осложнения, возникающие при строительстве и эксплуатации скважин в зонах распространения многолетнемерзлых пород, и мероприятия по их предотвращению // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2010. – № 1. – С. 6–10.

13. ВСН 84-89. Изыскания, проектирование и строительство автомобильных дорог в районах распространения вечной мерзлоты. – М.: Минтрансстрой, 1990. – 80 с.

14. СНиП 23-01-99. Строительная климатология. – М.: Изд-во стандартов, 2004. – 70 с.

15. Пасконов В.М., Полежаев В.И., Чудов Л.А. Численное моделирование процессов тепло- и массообмена. – М.: Наука, 1984. – 288 с.

## LITERATURA

1. Теплоизоляция колонны НКТ в зоне ММП / Р.А. Гасумов [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2007. – № 9. – С. 35–37.
2. Полозков А.В., Близиуков В.Ю., Полозков К.А. Теплоизоляция конструкций скважин в зонах многолетнемерзлых пород // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2008. – № 6. – С. 2–5.
3. Горелик Я.Б., Шабров А.Б., Сысоев Ю.С. Динамика протаивания мерзлых пород в зоне влияния двух скважин // Криосфера Земли. – 2008. – Т. XII. – № 1. – С. 59–65.
4. Полозков А.В., Близиуков В.Ю., Полозков К.А. Исследование тепловых режимов при испытании, отработке разведочных, добывающих скважин в условиях многолетнемерзлых пород // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2008. – № 7. – С. 15–21.
5. Гасумов Р.А., Кондренко О.С., Толпаев В.А. Расчет изотермического фронта протаивания многолетнемерзлой породы по данным, полученным при проводке скважины // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2011. – № 2. – С. 20–22.
6. Гасумов Р.А., Толпаев В.А., Кондренко О.С. Вывод уравнений для приближенного расчета температуры бурового раствора при бурении скважины в многолетнемерзлой породе // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2011. – № 4. – С. 19–22.
7. Полозков А.В., Полозков К.А., Гафтуняк П.И. Теплоизоляция конструкций скважин и расчет их теплообмена с многолетнемерзлыми породами // Строительство нефтяных и газо-

skvazhin na sushe i na more. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2011. – № 10. – С. 15–22.

8. Теплоизоляция конструкций скважин и расчет теплопередачи через диафрагмы, соединяющие двустенные теплоизолированные трубы в многолетнемерзлых породах / К.А. Полозков, В.П. Филиппов, А.В. Полозков, П.И. Гафтуняк, А.В. Сутырин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2011. – № 8. – С. 9–16.

9. Полозков К.А. Выбор расстояний между кустовыми эксплуатационными скважинами в зонах ММП // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2008. – № 3. – С. 21–29.

10. Полозков А.В., Полозков К.А. Термометрические исследования при освоении Северных месторождений в условиях многолетнемерзлых пород // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2011. – № 11. – С. 22–24.

УДК 622.279.7

## ОГРАНИЧЕНИЕ ВОДОПРИТОКА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МОДИФИКАТОРОВ ФАЗОВОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПОСЛЕ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА

В.А. Долгушин – аспирант, В.Н. Сызранцев – д-р техн. наук, профессор, А.В. Кустышев – д-р техн. наук, профессор, С.Л. Голофаст – д-р техн. наук, профессор, Г.П. Зозуля – д-р техн. наук, профессор (Тюменский государственный нефтегазовый университет)

## USAGE OF RELATIVE PERMEABILITY MODIFIER TO LIMIT WATER INFLOW AFTER A FORMATION HYDRAULIC FRACTURING

V.A. Dolgushin, V.N. Syzrantsev, A.V. Kustishev, S.L. Golofast, G.P. Zozulya (Tyumen State Oil and Gas University)

Впервые модификаторы фазовой проницаемости (МФП) были применены в 2005 г. сервисной организацией «Самотлор» в рамках пилотного проекта, реализацией которого занималась компания ВJ, оказывающая услуги по проведению гидроразрыва пласта (ГРП). Для снижения обводненности продукции специалисты этой компании предложили при выполнении основных работ по ГРП вводить свой фирменный МФП – Aquason. В 2007 г. другая компания – Newco Well Service – начала использование аналогичных продуктов – WCA-1 и WLP-3700 – на месторождениях ОАО «Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие» (ННП) [1].

Обычно скважины с высоким риском увеличения обводненности продукции не рассматривались в качестве кандидатов на проведение ГРП. Еще несколько лет назад они составляли основную часть низкопродуктивного фонда (дебит – менее 10 м<sup>3</sup>/сут). Анализ результатов гидродинамических испытаний скважин показывает, что после проведения обычных ГРП обводненность продукции превышает ожидаемый уровень – особенно это характерно для пластов, где глинистые перемычки незначительны или отсутствуют.

11. Leonov E.G., Petrenko A.V. Metodika otsenki prochnosti krepri dobyvayushchikh skvazhin v mnogoletnemmerzlykh porodakh // Stroitel'stvo nefyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2010. – № 7. – С. 42–48.

12. Полозков К.А., Басниев К.С., Гафтуняк П.И. Осложнения, возникающие при строительстве и эксплуатации скважин в зонах распространения многолетнемерзлых пород, и мероприятия по их предотвращению // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2010. – № 1. – С. 6–10.

13. VSN 84-89. Izyskaniya, proektirovaniye i stroitel'stvo avtomobil'nykh dorog v rayonakh rasprostraneniya vechnoy merzloty. – М.: Mintransstroy, 1990. – 80 s.

14. SNiP 23-01-99. Stroitel'naya klimatologiya. – М.: Izd-vo standartov, 2004. – 70 s.

15. Paskonov V.M., Polezhaev V.I., Chudov L.A. Chislennoye modelirovaniye protsessov teplo- i massoobmena. – М.: Nauka, 1984. – 288 s.

С целью увеличения эффективности ГРП при разработке таких малорентабельных запасов, одновременно с выполнением операций ГРП необходимо осуществлять контроль водопроявлений в скважине. Предотвратить прорыв в близлежащие водоносные пласты можно, сочетая различные промышленные приемы, обеспечивающие контроль роста трещины в высоту и распределения проппанта, включая использование маловязких жидкостей для гидроразрыва, низкие скорости закачки, постепенные изменения расходов, а также применение небольших объемов подушки при закачке проппанта, имеющего малый удельный вес [1–4]. В некоторых случаях обводненность продукции можно уменьшить механическими методами – путем установки устройств, изолирующих водоносные зоны от продуктивных интервалов [5, 6].

Однако такие системы могут оказаться дорогими, и зачастую их использование практически невозможно. Методы, ограничивающие высоту трещины, несмотря на некоторый успешный опыт их применения, имеют ряд серьезных недостатков. К недостаткам данных технологий можно отнести тот факт, что риск прорыва трещины в обводненные