

UDC 622.276.65: 532.5

**STUDY OF STEAM-ASSISTED GRAVITY DRAINAGE TECHNOLOGY
EFFICIENCY IN CONDITIONS OF HETEROGENEOUS HEAVY OIL
DEPOSITS**

**ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ
ТЕРМОГРАВИТАЦИОННОГО ДРЕНИРОВАНИЯ ПЛАСТА
В УСЛОВИЯХ НЕОДНОРОДНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ВЫСОКОВЯЗКОЙ
НЕФТИ**

R. A. Zhangabylov

**FSBEI HPE “Ukhta State Technical University”, Ukhta,
the Russian Federation**

Жангабылов Р. А.

**ФГБОУ ВПО «Ухтинский государственный технический
университет», г. Ухта, Российская Федерация**

Abstract. At present due to the increase of heavy oils and bitumen deposits share in world reserves and because of intensive development of light oils the need arises to extract these deposits by applying high performance technologies. One of those is the steam-assisted gravity drainage technology (SAGDT). The main advantage is its applicability in a wide range of oil viscosities and formation thickness. However, significant difficulties may accompany nonuniform deposits–conditioned implementing of SAGDT. The given work reviews the preceding studies of impacts on the SAGDT process caused by formation anisotropy and inhomogeneous interlayers. The presence of significantly extended impermeable interlayers may strongly affect recovery rates during operating horizontal wells by applying SAGDT technology. The technology efficiency in the process of heavy oils and bitumen recovery will mostly depend on the balanced distribution of the steam injected along the entire

well length and normal steam chamber formation, in other words, in the form of “reversed triangular”. Next in the work by means of numerical simulation has been investigated the efficiency of SAGDT technology implementation in the context of Lyael area of Yarega field. In order to achieve the objective it has been studied how deposit recovery ratio is affected by various impermeable interlayers. The problem to be solved hydrodynamic model of Lyael area site with average geological parameters was created. The numerical calculations of technological parameters were performed in the presence of various impermeable interlayers when implementing the SAGDT technology.

Аннотация. В настоящее время с увеличением в мировом балансе запасов доли залежей высоковязких нефтей и битумов, и в связи с интенсивной выработкой залежей легких нефтей, возникает необходимость освоения этих залежей с использованием наиболее эффективных технологий. Одной из таких технологий является технология термогравитационного дренирования пласта (ТГДП). Главным преимуществом этой технологии является ее применимость в широком диапазоне вязкости нефти и толщин пласта. Однако применение ТГДП в условиях неоднородных залежей может сопровождаться значительными трудностями. В данной работе был проведен обзор предшествующих исследований по влиянию анизотропии пласта и неоднородных прослоев на процесс ТГДП. Наличие непроницаемых прослоев большой протяженности может оказать существенное влияние на показатели разработки при использовании горизонтальных скважин по технологии ТГДП. Эффективность данной технологии при разработке залежей высоковязких нефтей и битумов в большей степени зависит от равномерного распределения нагнетаемого пара по всей длине скважины и нормального образования паровой камеры, то есть в форме «повернутого треугольника». Далее в работе путем численного моделирования исследована эффективность применения технологии ТГДП в условиях Льяельской площади Ярегского месторождения. Для достижения этой

цели было исследовано влияние различных непроницаемых прослоев на показатели разработки залежи. Для решения поставленной задачи была создана гидродинамическая модель участка Лыаельской площади с усредненными геолого-физическими параметрами. Были выполнены расчеты технологических показателей разработки при наличии различных непроницаемых прослоев при использовании технологии ТГДП.

Key words: heavy oil, heterogeneous deposit, anisotropy, impermeable interlayers, steam-assisted gravity drainage, Yarega field, numerical simulation.

Ключевые слова: высоковязкая нефть, неоднородная залежь, анизотропия, непроницаемые прослои, термогравитационного дренирования пласта, Ярегское месторождение, численное моделирование.

The Yarega field includes three structures: Yarega, Lyael and Vezhavozh. Currently, the thermal mining technology is applied on the field an industrial scale, by which is developed only part of Yarega area.

Application of thermal mining technology can be effective only in the areas prepared by existing mine workings and on condition of development the less costly new technologies. In this regard, for the development of the deposit areas, where there are no mining facilities, appropriate to use the technologies for reservoir stimulation from surface. For these reasons, recently are conducted experimental industrial works to test the technology of SAGD on Lyael area of Yarega field.

Development works on the thermal effects from the surface to the Lyael area of Yarega field held earlier [8]. So, from 1973 to 1995 simultaneously with the industrial application of thermal mining technology on Lyael area of Yarega field, previously not operated, were conducted development works on the thermal effects to the reservoir through wells drilled from the surface. An experienced area OPU-1 was located near the southern border of a mine field 2 bis and was characterized by extremely unfavorable geological characteristics:

a small thickness of the reservoir (10 m), an abnormally high viscosity of oil (about 15 thousand mPa·s) and the presence of the underlying aquifer.

On the drilled area $18.2 \cdot 10^4 \text{ m}^2$ with initial reserves of oil 416 thousand tons, drilled 90 wells, including 25 injection, 52 mining, the remaining observation and evaluation. The wells are located on the five- and seven-spotted system, well spacing – 0.25 ha/well. As at 01.11.1995, the oil recovery on the entire developed area was 32%, on a priority area - 53%. Cumulative steam oil ratio throughout the area – 7 t/t, according to the priority area – 5.4 t/t. During the period of development work here was produced 140 thousand tons of oil.

The steam assisted gravity drainage is an effective method for production of heavy oil and bitumen. This technology was first tested in Canada in the 80s of the last century. The classical variant of SAGD represents drilled into the reservoir two parallel horizontal wells with length up to 1000 m and with vertical distance between wells 5 - 10 m. Steam is injecting to the upper well and the oil is producing from the down well.

Schematic diagram of the location of the wells at SAGD is shown in Figure 1. At constant injection of steam into the injection well is formed a steam chamber. Gradually, the temperature inside the steam chamber becomes almost equal to the temperature of the injected steam. At the border of the steam chamber, the steam interacts with the cold oil and condenses as the heat is transferred to the oil. The heated oil and condensed steam flows down by the walls of the steam chamber to the located below production well due to gravity [1, 2].

To date, the results of numerous experiments established the influence of multiple factors on the efficiency of SAGD technology, which is associated with reservoir and technological conditions.

In this paper was undertaken a review of previous studies to determine the effect of heterogeneity to the SAGD process in the development of heavy oil and bitumen fields. Also were numerically studied the efficiency of SAGD technology application in a heterogeneous reservoir of Lyael area of Yarega field.

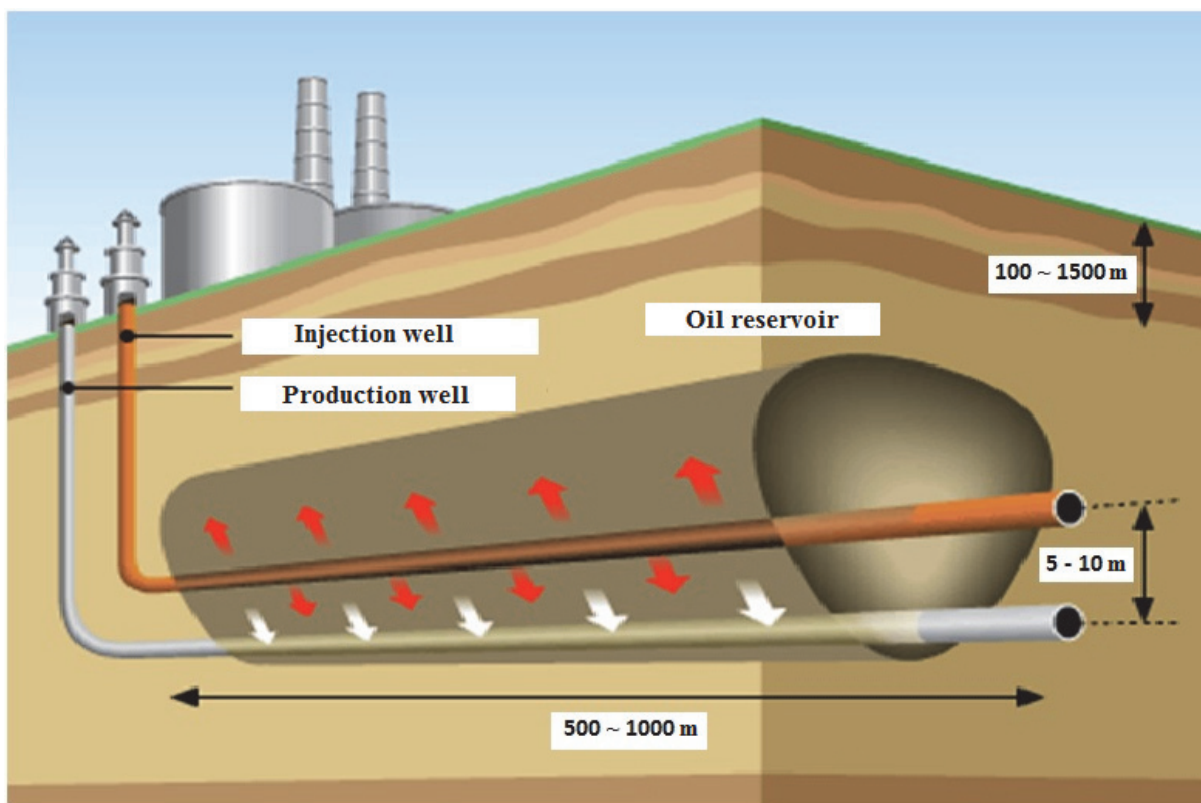


Figure 1. Steam assisted gravity drainage

In the conditions of the heterogeneous reservoirs significant impact on the indicator of field development could have the anisotropy of reservoir (the ratio of the vertical permeability to the horizontal permeability) and the presence of an impermeable layers in the near-wellbore zone. Influence of anisotropy on the indicators of development at the SAGD considered in [4, 6]. In [4] the effect of anisotropy on the performance of the process was investigated by varying the ratio of the vertical to the horizontal permeability from 0.5 to 1. The three values of anisotropy were selected: 0.5; 0.75; 1. By results of research found that the increase in the value of the anisotropy from 0.5 to 1 leads to a slight increase in oil recovery. A more detailed study of the influence of anisotropy on the indicators of development is given in [6]. When performing this study, the ratio of the vertical to the horizontal permeability ranged from 0.15 to 1. Authors of this study concluded that the decrease in the values of anisotropy below 0.6 results in a marked decrease in oil recovery at SAGD process. This is because the growth rate of the steam chamber and the rate of oil drainage deteriorate with a decrease in vertical permeability.

The heterogeneity of the reservoir is an integral part of most heavy oil and natural bitumen fields. The presence of reservoir heterogeneity at SAGD, depending on its extent, can significantly affect to the development of steam chamber and, thus, have a significant impact on the efficiency of the process.

In [4] also presented a numerical study of the effectiveness of the SAGD in a layered reservoir, which addresses two variants of reservoir heterogeneity by permeability. According to the first variant a production well located in a low-permeability zone, and in the second variant provides an arrangement of a production well in high-permeability zone. It found that placing the horizontal production well in the high-permeability zone substantially improves the production rate in the initial period. To determine the effect of impermeable layers performed four variants of the calculation. The first variant of calculation was performed for a homogeneous reservoir. And the other variants provide availability of continuous clay layers a thickness of 1.5 m, which was located above the injection and production wells. Impermeable layers differ in size. The results of their research showed that the presence of an impermeable shale layer greatly reduce oil production and increase steam oil ratio.

Numerical study to determine the sensitivity of SAGD process to the presence of impermeable layers is given in [5]. In general, they show that the influence of impermeable layers to the productivity was small, unless these layers are not continuous and stable under the conditions of steam injection. Despite the fact, that the impermeable layers inhibit the growth of chamber up, they allow it to grow further to sideways. These conclusions are consistent with the results of [7]. The authors of this work have made extensive laboratory studies for a different location of impermeable layers. Studies have shown that the presence of a small gap between the impermeable interlayers heavy oil can drained as long as the heat can be transferred upward. A small gap is required to ensure good vertical communication. The authors concluded that intermittent mudstones slow down oil production, but do not impair the ultimate recovery. On the other hand, the authors of [3] showed that the heat production is very

sensitive to the presence of short-impermeable layers, if they are located in the well bottom zone, and also to the existence of long-impermeable layers, when their location in the area above the well. They also found that oil recovery more or less the same for sand shale content from 10 to 30%. Effect of shale lenses was apparent only when the content of 50%.

This work was carried out a numerical study of the influence of impermeable layers on the SAGD process. To solve this problem have been established sectorized hydrodynamic models with average reservoir parameters of Lyael area. For these models are calculated the technological indicators of field development at SAGD technology application. Numerical calculations were performed by using the thermal module STARS of software package CMG. In the calculations, accepted the following reservoir parameters: net pay thickness - 26 m, porosity - 25% permeability - 2.6 mkm², oil saturation - 87%, oil density at $t = 200\text{ }^{\circ}\text{C}$ - 933 kg/m³, viscosity of oil - 12000 mPa · s.

The classical variant of SAGD with one pair of well with length of 1000 m and the distance between the rows of wells 70 m was considered. The vertical distance between the wells - 5 m.

The calculations of technological indicators of field development were carried out for the four variants of the reservoir structure. All variants of the models assume the presence of an aquifer bounded almost impermeable layer of mudstone.

The first variant of calculations were performed for homogeneous reservoir (Figure 2a). Under the second variant involves the presence of impermeable layer with length of 1000 m, a width of 70 m, a thickness of 2 m (IL 1000×70×2 m), which was located above the injection well (Figure 2b). According to the third variant considered an intermittent impermeable layer located above the injection well, which consists the two impermeable layers length of 450 m, width of 70 m, a thickness of 2 m (two IL 450×70×2 m), with the distance between the layers 100 m (Figure 2c). The fourth variant provides the presence

of an impermeable layer length of 800 m, width of 70 m, a thickness of 2 m (IL 800×70×2 m), which is also located above the injection well (Figure 2d).

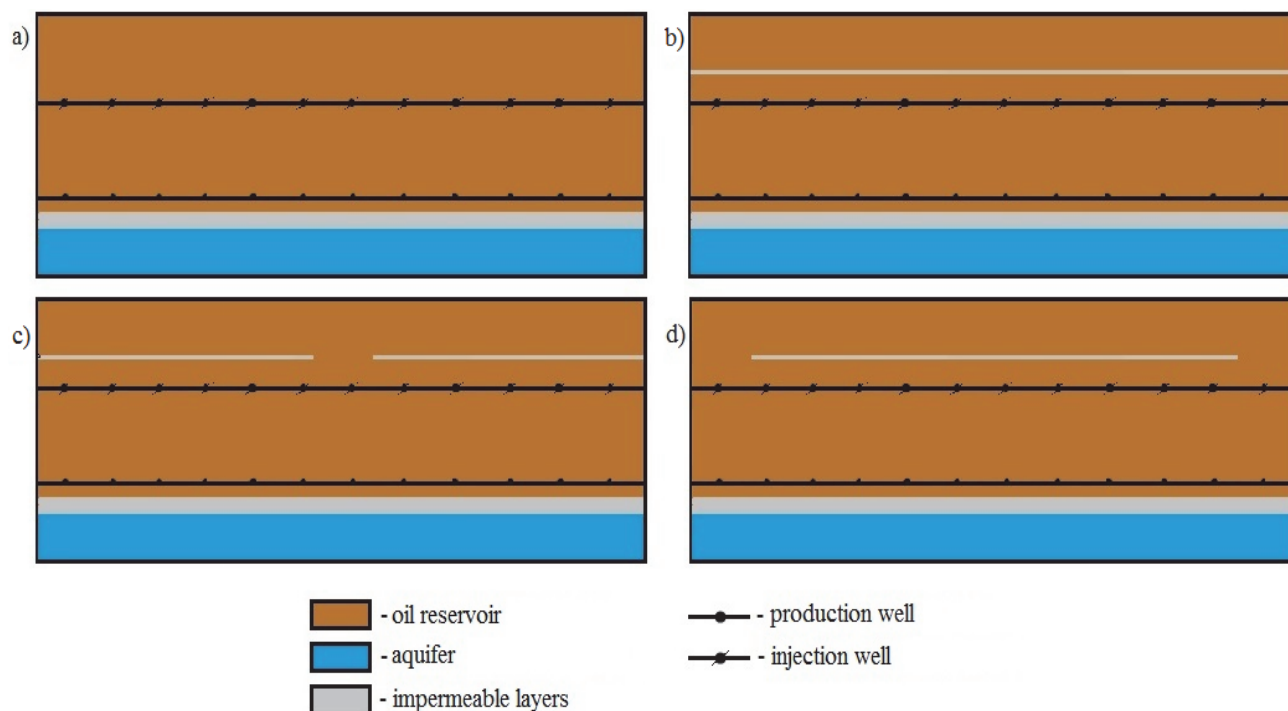


Figure 2. Variants of reservoir structure

In the calculations were compared the value of cumulative steam oil ratio (CSOR) and the coefficient of oil recovery for levels of steam injection, corresponding to 1.0; 1.5 pore volumes of formation. The calculations results of technological indicators of field development are shown in Figure 3.

The figure shows that the greatest influence on process of SAGD is the presence continuous impermeable layers. Thus, the second variant of the structure formation showed the lowest efficiency, in which when injected 1.5 pore volumes of formation the coefficient of oil recovery was 0.35, with CSOR equal to the 7.26 t/t. From all the variants, which included the presence of impermeable layers, the highest efficiency shows the fourth variant. In this variant, oil recovery was 0.45 and CSOR – 5.54 t/t.

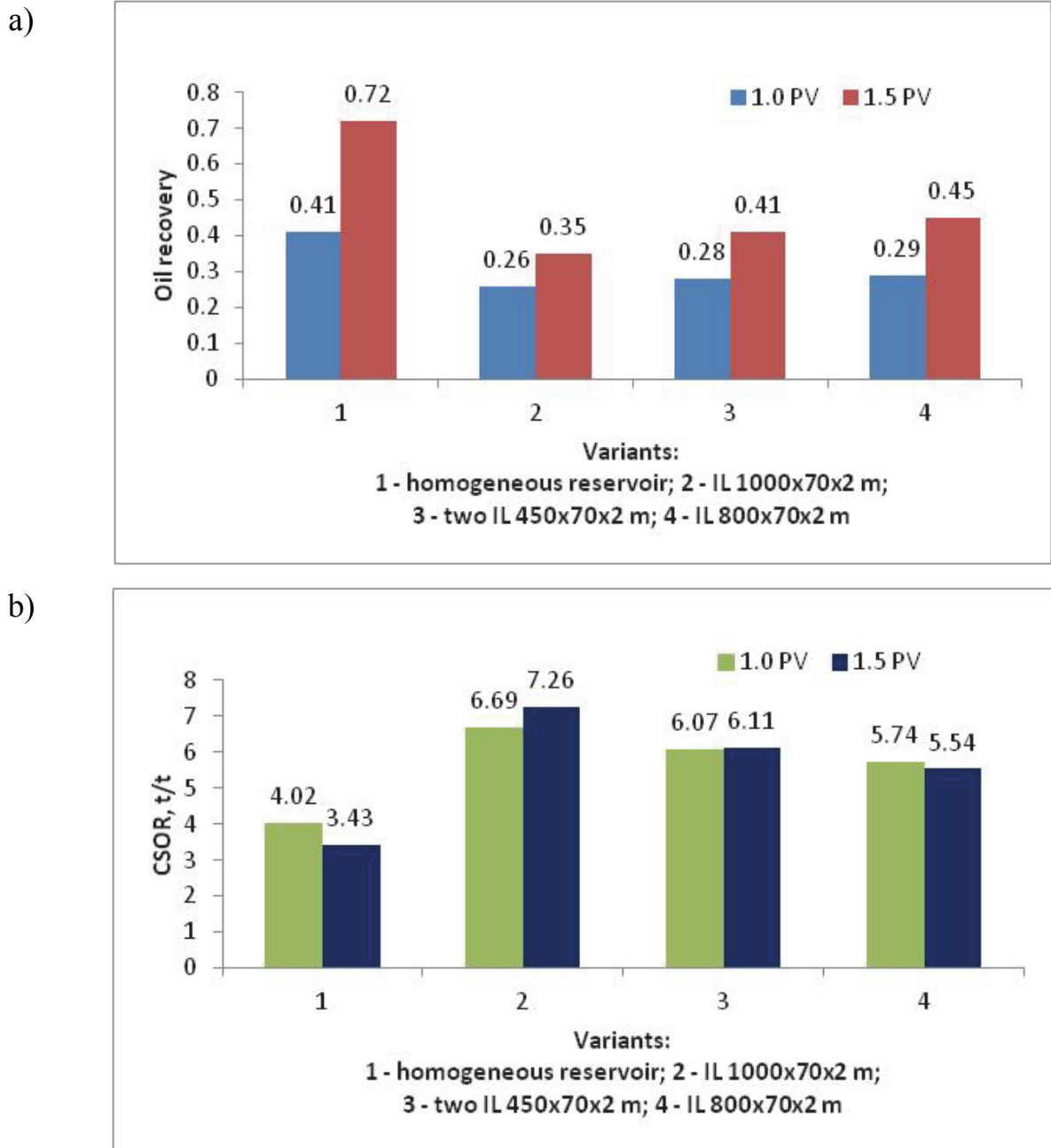


Figure 3. The values of oil recovery and CSOR for different variants of calculation

Based on results of numerical studies the **following conclusions** were reached:

- the presence of an impermeable layers adversely affects to indicators of field development in application of SAGD technology since it hinders to the normal formation of the steam chamber;
- the availability of gaps between impermeable layers leads to the marked increase the coefficient of oil recovery and reduce CSOR.

Ярегское месторождение включает три структуры: Ярегскую, Лыаельскую и Вежавожскую. В настоящее время на месторождении в промышленных масштабах применяется термошахтная технология, по которой разрабатывается только часть Ярегской площади.

Применение термошахтной технологии может быть эффективным лишь на площадях, подготовленных действующими горными выработками при условии освоения новых менее затратных технологий. В связи с этим для освоения площадей месторождения, где отсутствуют горношахтные сооружения, целесообразно применение технологий для воздействия на пласт с поверхности. По этим причинам в последнее время проводятся опытно-промышленные работы по испытанию технологии ТГДП на Лыаельской площади Ярегского месторождения.

Опытные работы по тепловому воздействию с поверхности на Лыаельской площади Ярегского месторождения проводились и ранее [8]. Так, с 1973 по 1995 гг. одновременно с промышленным применением термошахтной технологии на Лыаельской площади Ярегского месторождения, ранее не эксплуатируемой, проводились опытные работы по тепловому воздействию на пласт через скважины, пробуренные с поверхности. Опытный участок ОПУ-1 располагался вблизи южной границы шахтного поля 2 бис и характеризовался крайне неблагоприятной геологической характеристикой: малой толщиной пласта (10 м), аномально высокой вязкостью нефти (около 15 тыс. мПа·с) и наличием подстилающего водоносного горизонта.

На разбуренной площади $18,2 \cdot 10^4$ м² с начальными балансовыми запасами нефти 416 тыс. т пробурено 90 скважин, в т.ч. 25 нагнетательных, 52 добывающих, остальные наблюдательные и оценочные. Скважины расположены по пяти- и семиточечной системе, плотность сетки скважин - 0,25 га/скв. По состоянию на 01.11.1995 г. нефтеотдача пласта на всей разрабатываемой площади составила 32%, на первоочередном участке – 53%. Накопленное паронефтяное отношение по всему участку – 7 т/т, по

первоочередному участку – 5,4 т/т. Всего за период опытных работ здесь было добыто 140 тыс. т нефти.

Термогравитационное дренирование пласта является эффективным методом добычи высоковязких нефтей и битумов. Эта технология впервые была испытана в Канаде в 80-х годах прошлого столетия. Классический вариант ТГДП представляет собой пробуренные в пласт две параллельные горизонтальные скважины длиной до 1000 м, и с расстоянием между скважинами по вертикали 5 - 10 м. В верхнюю скважину закачивается пар, а из нижней отбирается нефть.

Принципиальная схема расположения скважин при ТГДП представлена на рисунке 1. При постоянной закачке пара в нагнетательную скважину образуется паровая камера. Постепенно температура внутри паровой камеры становится практически равной температуре закачиваемого пара. На границе паровой камеры пар взаимодействует с холодной нефтью и конденсируется, а тепло передается нефти. Нагретая нефть и сконденсировавшийся пар по стенкам паровой камеры стекают к расположенной ниже добывающей скважине за счет силы тяжести [1, 2].

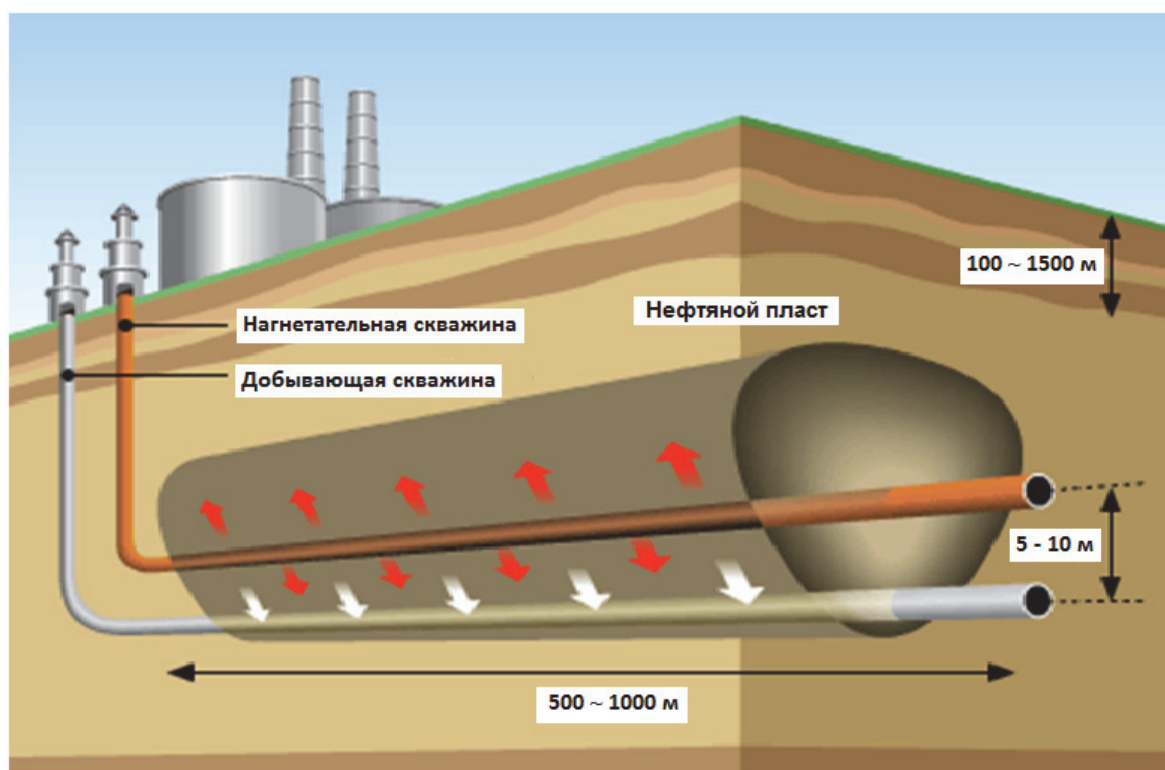


Рисунок 1. Технология термогравитационного дренирования пласта

На сегодняшний день по результатам многочисленных экспериментов установлено влияние множества факторов на эффективность технологии ТГДП, связанных с геолого-физическими и технологическими условиями.

В данной работе был проведен обзор предшествующих исследований по определению влияния неоднородности на процесс ТГДП при разработке залежей высоковязких нефтей и битумов. Также численно исследована эффективность применения технологии ТГДП на показатели разработки в условиях неоднородного коллектора Лыаельской площади Ярегского месторождения.

В условиях неоднородных коллекторов существенное влияние на показатели разработки месторождения может оказать анизотропия пласта (отношение вертикальной проницаемости к горизонтальной) и наличие непроницаемых прослоев в околоскважинной зоне. Влияние анизотропии на показатели разработки при ТГДП рассмотрено в работах [4, 6]. В работе [4] влияние анизотропии на показатели этого процесса было исследовано путем изменения отношения вертикальной проницаемости к горизонтальной от 0,5 до 1. Были выбраны три значения анизотропии: 0,5, 0,75, 1. По результатам исследования установлено, что увеличение значения анизотропии от 0,5 до 1 приводит к незначительному повышению нефтеотдачи. Более детальное исследование влияние анизотропии на показатели разработки проведено в работе [6]. При выполнении данного исследования отношение вертикальной проницаемости к горизонтальной изменялось от 0,15 до 1. Авторы этой работы пришли к выводу, что при снижении значения анизотропии ниже 0,6 приводит к заметному уменьшению нефтеотдачи при процессе ТГДП. Это происходит потому, что скорость роста паровой камеры и скорость дренирования нефти ухудшаются со снижением вертикальной проницаемости.

Неоднородность пласта является неотъемлемой частью большинства месторождений высоковязких нефтей и природных битумов. При ТГДП наличие неоднородности пласта, в зависимости от его степени, может

существенно влиять на развитие паровой камеры и, таким образом, иметь значительное влияние на эффективность процесса.

В работе [4] также представлено численное исследование эффективности процесса ТГДП в слоистом пласте, в котором рассматривалось два варианта неоднородности пласта по проницаемости. По первому варианту добывающая скважина располагалась в низкопроницаемой зоне, а по второму варианту предусмотрено расположение добывающей скважины в высокопроницаемой зоне. Установлено, что размещение горизонтальной добывающей скважины в высокопроницаемой зоне существенно улучшает темпы добычи в начальном периоде. Для определения влияния непроницаемых пропластков выполнены четыре варианта расчета. Первый вариант расчета выполнялся для однородного пласта. А остальные варианты предусматривали наличие непрерывного глинистого пропластка толщиной 1,5 м, который располагался над нагнетательной и добывающей скважиной. Непроницаемые пропластки отличались размерами. Результаты их исследований показали, что наличие непроницаемых глинистых пропластков значительно снижает добычу нефти и увеличивает паронефтяное отношение.

Численное исследование для определения чувствительности процесса ТГДП к наличию непроницаемых прослоев проведено в работе [5]. В целом, они показывают, что влияние непроницаемых прослоев на производительность было небольшим, если только эти прослои не являются непрерывными и стабильными при условиях закачки пара. Несмотря на то, что непроницаемые прослои препятствуют росту камеры вверх, они позволяют ей расти в дальнейшем в стороны. Эти выводы согласуются с результатами работы [7]. Авторы этой работы сделали обширное лабораторное исследование для различного расположения непроницаемых прослоев. Исследования показали, что при наличии небольшого зазора между непроницаемыми прослоями тяжелая нефть

может дренироваться до тех пор, пока тепло может передаваться вверх. Небольшой зазор требуется для обеспечения хорошей вертикальной связи. Авторы пришли к выводу, что прерывистые аргиллиты замедляют добычу нефти, но не ухудшают конечную нефтеотдачу. С другой стороны, авторы работы [3] показали, что термическая добыча очень чувствительна к наличию коротких непроницаемых прослоев, если они расположены в призабойной зоне скважины, а также к наличию длинных непроницаемых прослоев, при их расположении в области над скважиной. Они также установили, что нефтеотдача более или менее одинакова при содержании сланцевого песка от 10 до 30%. Влияние сланцевых линз было очевидным только при содержании 50%.

В данной работе было проведено численное исследование влияния непроницаемых прослоев на процесс ТГДП. Для решения поставленной задачи были созданы секторные геолого-гидродинамические модели с усредненными геолого-физическими параметрами Лыаельской площади. Для этих моделей рассчитаны технологические показатели разработки месторождения при применении технологии ТГДП. Численные расчеты проводились с помощью термического модуля STARS программного комплекса CMG. В расчётах приняты следующие геолого-физические параметры пласта: нефтенасыщенная толщина – 26 м, пористость – 25%, проницаемость – 2,6 мкм², нефтенасыщенность – 87%, плотность нефти при $t = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$ – 933 кг/м³, вязкость нефти – 12000 мПа·с.

Рассмотрен классический вариант ТГДП с одной парой скважин длиной 1000 м и с расстоянием между рядами скважин 70 м. Расстояние между скважинами по вертикали – 5 м.

Расчеты технологических показателей разработки проводились для четырех вариантов строения пласта. Все варианты моделей предполагали наличие водоносного горизонта, ограниченного практически непроницаемым слоем аргиллита.

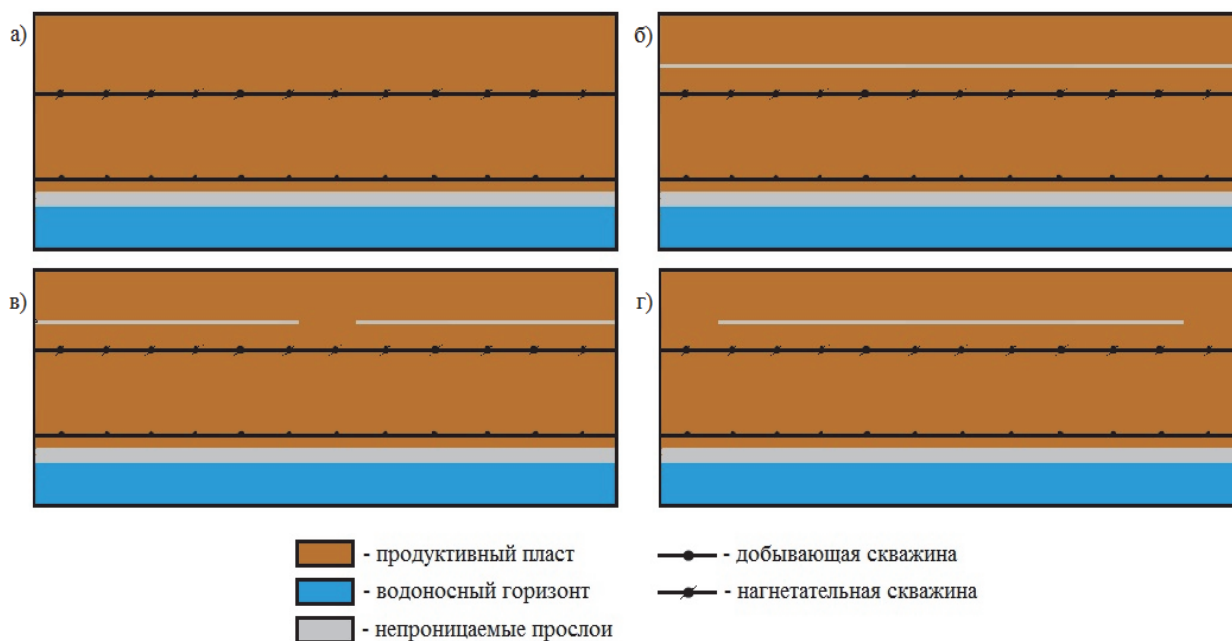
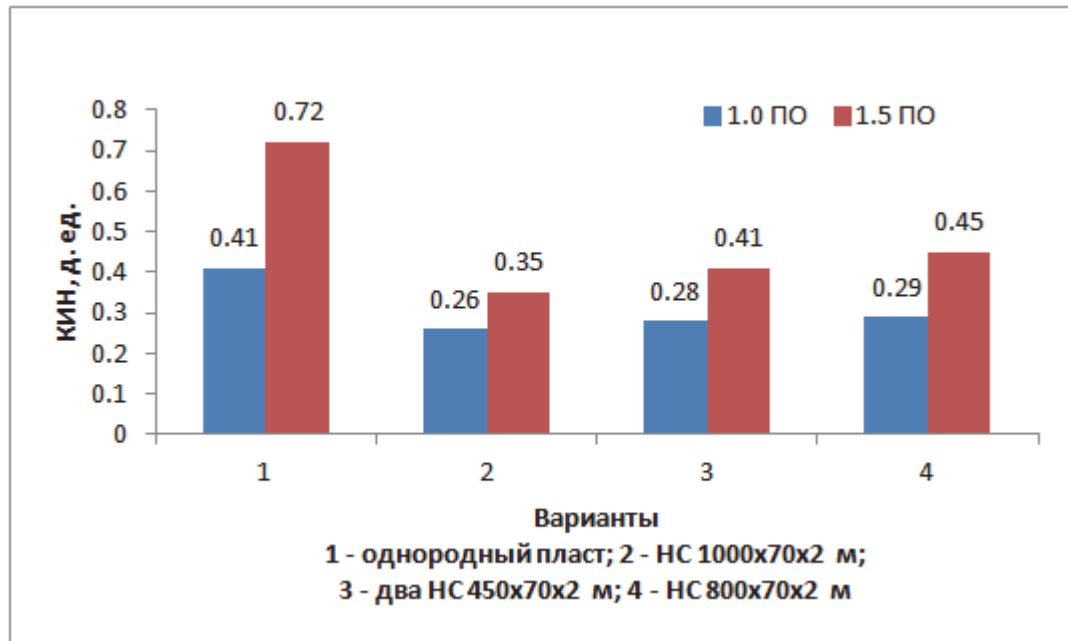


Рисунок 2. Варианты строения пластов

По первому варианту расчеты проводились для однородного пласта (рисунок 2а). По второму варианту предполагалось наличие непроницаемого слоя длиной 1000 м, шириной 70 м, толщиной 2 м (НС 1000×70×2 м), который располагался над нагнетательной скважиной (рисунок 2б). По третьему варианту рассматривался прерывистый непроницаемый слой, расположенный над нагнетательной скважиной, который состоит из двух непроницаемых слоев длиной 450 м, шириной 70 м, толщиной 2 м (два НС 450×70×2 м), с расстоянием между этими слоями 100 м (рисунок 2в). Четвертый вариант предусматривал наличие непроницаемого слоя длиной 800 м, шириной 70 м, толщиной 2 м (НС 800×70×2 м), который также располагался над нагнетательной скважиной (рисунок 2г).

При расчетах сравнивались значения накопленного паронефтяного отношения (ПНО) и коэффициент извлечения нефти (КИН) для уровней закачки пара, соответствующих 1,0; 1,5 поровых объемов пласта. Результаты расчётов технологических показателей разработки приведены на рисунке 3.

а)



б)

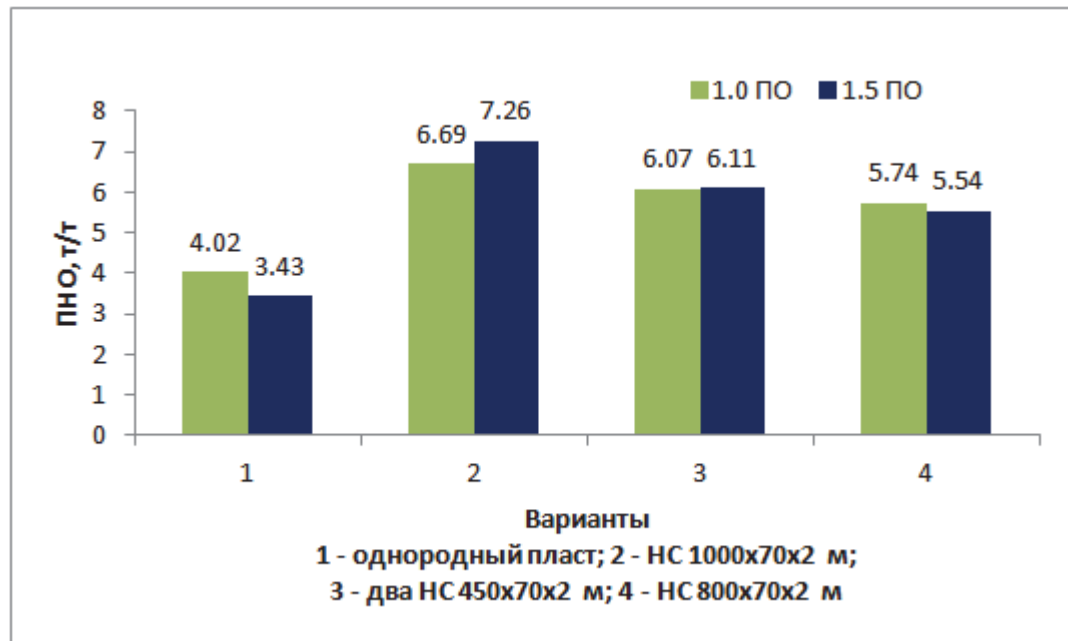


Рисунок 3. Значения КИН и ПНО для различных вариантов расчета

Из рисунка видно, что наибольшее влияние на процесс ТГДП оказывает наличие сплошных непроницаемых прослоев. Таким образом, второй вариант строения пласта показал наименьшую эффективность, по которому при закачке 1,5 поровых объемов пласта - КИН составил 0,35 д. ед., при ПНО равном 7,26 т/т. Из всех вариантов, которые предусматривали наличие непроницаемых прослоев, наибольшую

эффективность показал четвертый вариант. По этому варианту КИН составил 0,45 д. ед., а ПНО – 5,54 т/т.

По результатам обзора предшествующих исследований и проведенных численных экспериментов были сделаны **следующие выводы:**

- наличие непроницаемых прослоев отрицательно влияет на показатели разработки при применении технологии ТГДП, так как это препятствует нормальному образованию паровой камеры;

- наличие разрывов между непроницаемыми прослоями приводит к заметному увеличению коэффициента извлечения нефти и снижению паронефтяного отношения.

References

1 Butler R.M. Thermal Recovery of Oil and Bitumen, vol. 7. New Jersey USA, Prentice Hall, 1991. pp. 285-358.

2 Butler R. M., Stephens D. J. The Gravity Drainage of Steam-heated Heavy Oil to Parallel Horizontal Wells // Journal of Canadian Petroleum Technology. April-June 1981. Volume 20, № 02, pp. 90-96.

3 Chen Q., Gerritsen M. G., Kovysek A. R. Effects of Reservoir Heterogeneities on the Steam-Assisted Gravity-Drainage Process // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. October 2008. Volume 11, № 05, pp. 921 – 932.

4 Kamath V. A., Sinha S., Hatzignatiou D. G. Simulation Study of Steam-Assisted Gravity Drainage Process in Ugnu Tar Sand Reservoir // SPE Western Regional Meeting. Anchorage, Alaska, U.S.A., 26-28 May 1993.

5 Kisman K. E., Yeung K. C. Numerical Study of the SAGD Process in the Burnt Lake Oil Sands Lease // SPE International Heavy Oil Symposium. Calgary, Alberta, Canada, 19-21 June 1995.

6 Sharma B. C. [at al.] A Simulation Study of Novel Thermal Recovery Methods in the Ugnu Tar Sand Reservoir, North Slope, Alaska // SPE Western Regional/AAPG Pacific Section Joint Meeting. Anchorage, Alaska, U.S.A., 20-22 May 2002.

7 Yang G., Butler R.M. Effects of reservoir heterogeneities on heavy oil recovery by steam-assisted gravity drainage // Journal of Canadian Petroleum Technology. October 1992, Volume 31. № 08, pp. 37-43.

8 Ruzin L.M., Chuprov I.F. Technological principles of the development of deposits of abnormally viscous oil and bitumen. Ukhta, 2007. 244 p. [in Russian].

Список используемых источников

1 Butler R.M. Thermal Recovery of Oil and Bitumen, vol. 7. New Jersey USA, Prentice Hall, 1991. pp. 285-358.

2 Butler R. M., Stephens D. J. The Gravity Drainage of Steam-heated Heavy Oil to Parallel Horizontal Wells // Journal of Canadian Petroleum Technology. April-June 1981. Volume 20, № 02, pp. 90-96.

3 Chen Q., Gerritsen M. G., Kovysek A. R. Effects of Reservoir Heterogeneities on the Steam-Assisted Gravity-Drainage Process // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. October 2008. Volume 11, № 05, pp. 921 – 932.

4 Kamath V. A., Sinha S., Hatzignatiou D. G. Simulation Study of Steam-Assisted Gravity Drainage Process in Ugnu Tar Sand Reservoir // SPE Western Regional Meeting. Anchorage, Alaska, U.S.A., 26-28 May 1993.

5 Kisman K. E., Yeung K. C. Numerical Study of the SAGD Process in the Burnt Lake Oil Sands Lease // SPE International Heavy Oil Symposium. Calgary, Alberta, Canada, 19-21 June 1995.

6 Sharma B. C. [at al.] A Simulation Study of Novel Thermal Recovery Methods in the Ugnu Tar Sand Reservoir, North Slope, Alaska // SPE Western Regional/AAPG Pacific Section Joint Meeting. Anchorage, Alaska, U.S.A., 20-22 May 2002.

7 Yang G., Butler R.M. Effects of reservoir heterogeneities on heavy oil recovery by steam-assisted gravity drainage // Journal of Canadian Petroleum Technology. October 1992, Volume 31. № 08, pp. 37-43.

8 Рузин Л.М., Чупров И.Ф. Технологические принципы разработки залежей аномально вязких нефтей и битумов. Ухта, 2007. 244с.

About the author

Сведения об авторе

Zhangabylov R.A., Assistant of the Chair of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields and Underground Hydromechanics, FSBEI HPE “Ukhta State Technical University”, Ukhta, the Russian Federation

Жангабылов Р.А., ассистент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений и подземной гидромеханики», ФГБОУ ВПО «Ухтинский государственный технический университет», г. Ухта, Российская Федерация

e-mail: ruslan_zhan88@mail.ru