УДК 622.276.55.243.24:532.5(470.13)

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ТЕРМОГРАВИТАЦИОННОГО ДРЕНИРОВАНИЯ ПЛАСТА ПУТЕМ ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ДЛЯ УСЛОВИЙ ЛЫАЕЛЬСКОЙ ПЛОЩАДИ ЯРЕГСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

IMPROVEMENT OF SAGD TECHNOLOGY BY NUMERICAL SIMULATION FOR CONDITIONS LYAEL AREA YAREGA FIELD

Меньшикова Ирина Николаевна
ассистент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений и подземной гидромеханики,
Ухтинский государственный технический университет
menshikova@mail.ru

Дуркин Сергей Михайлович
кандидат технических наук,
доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений и подземной гидромеханики,
Ухтинский государственный технический университет
durkin@bk.ru

Терентьев Алексей Алексеевич
магистрант,
Ухтинский государственный технический университет
aleksej-terentev@bk.ru

Рузин Леонид Михайлович
доктор технических наук, профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений и подземной гидромеханики,
Ухтинский государственный технический университет
lruzin@yandex.ru

Морозюк Олег Александрович
кандидат технических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений и подземной гидромеханики,
Ухтинский государственный технический университет
oamorozyk@gmail.com

Калинин Станислав Александрович
аспирант,
Ухтинский государственный технический университет
stasyambl90@gmail.com

Menshikova Irina Nikolaevna
Student,
Ukhta state technical University
imenshikova@mail.ru

Durkin Sergey Michailovich
Candidate of technical Sciences,
Ukhta state technical University
durkin@bk.ru

Terentev Aleksey Alekseevich
Student,
Ukhta state technical University
aleksej-terentev@bk.ru

Ruzin Leonid Michaylovich
Doctor of technical Sciences,
Ukhta state technical University
lruzin@yandex.ru

Morozyuk Oleg Aleksandrovich
Candidate of technical Sciences,
Ukhta state technical University
oamorozyk@gmail.com

Kalinin Stanislav Aleksandrovich
Graduate student,
Ukhta state technical University
stasyambl90@gmail.com

Аннотация. В статье рассмотрены проблемные вопросы применения технологии SAGD в отечественной и мировой практике. Построена гидродинамическая модель участка Лыаельской площади Ярегского нефтяного месторождения высоковязкой нефти. В результате расчета технологических показателей выявлено, что приемистость теплоносителя по стволу горизонтальной скважины длиной до 1000 м неравномерна, что обусловлено геологической неоднородностью разреза, осложненного разломами и непродуктивными пропластками, препятствующими эффективному распространению паровой камеры. Для совершенствования технологии SAGD для условий Лыаельской площади Ярегского месторождения разработана новая технология, обоснованная численным моделированием.

Annotation. Problematic issues of application of SAGD technology in the foreign and domestic practice are considered. Hydrodynamic model of the Yarega oilfield is built. Technological development indicators are calculated. The authors found that the injection of steam on the trunk horizontal well length of 1000 m is uneven. The authors have developed a new technology based on a phased work of horizontal wells sectors.
The technology includes the drilling of horizontal injection and production wells. Horizontal sections of wells arranged in parallel one above the other. Well design provides for an independent steam injection and fluid production through each section. Wells divided into two sections of special technical

Технология включает в себя бурение горизонтальных нагнетательных и двухустьевых добывающих скважин, горизонтальные участки которых размещены параллельно один над другим в продуктивном пласте. При этом конструкции скважин предусматривают независимую посекционную закачку пара через нагнетательную скважину и посекционный отбор продукции через добывающую скважину. Для этого скважины разбиваются на две секции специальными техническими средствами, секция нагнетательной скважины расположена строго над секцией добывающей скважины. Секции работают одновременно и независимо друг от друга. Путем численного моделирования авторами установлено, что за счет регулирования и контролирования процесса закачки теплоносителя в горизонтальную скважину позволяет повысить охват тепловым процессом, что в конечном счете отражается на конечном коэффициенте извлечения нефти. Так для исследуемого участка в процессе реализации данной технологии прирост коэффициента нефтеизвлечения составил более 12,7 % по сравнению с классической технологией. Величина данного прироста также зависит от количества секций для дифференцированной разработки, что требует развития технических средств и разработки алгоритма, позволяющего обосновать эффективные конструкции.

Ключевые слова: высоковязкая нефть, SAGD, гидродинамическое моделирование, Ярегское нефтяное месторождение.

means. Section of the injection well is located directly above a section of the production well. Section work simultaneously and independently of each other. This technology promotes uniform spread of the steam chamber. So for the test site oil recovery factor increased to 12.7 % compared to the classical technology. The value of increase also depends on the number of sections.

Keywords: heavy oil, SAGD, hydrodynamic modeling, Yarega oilfield.

В настоящее время потенциальные мировые ресурсы тяжелых нефтей и битумов превышают запасы традиционных нефтей. Причем их удельный вес в структуре углеводородного сырья неуклонно увеличивается.

Одной из наиболее перспективных технологий термического извлечения тяжелых нефтей и природных битумов из горизонтальных скважин является процесс гравитационного дренирования при закачке пара (steam assisted gravity drainage – SAGD).

В ходе данного процесса две горизонтальные скважины, разделенные расстоянием по вертикали (от 5 до 10 м), проходят около подошвы пласта. Верхняя горизонтальная скважина используется для закачки пара, который поднимается вверх и создает над скважиной паровую камеру, а нижняя скважина используется для сбора добытой жидкости (пластовой воды, конденсата и нефти). Пар конденсируется на границе камеры, нагревая и увлекая нефть в эксплуатационную скважину.

Этот процесс впервые начал реализовываться на Ярегском месторождении (1968 г.) в термошахтной модификации.

В современной модификации метод парогравитационного дренирования был разработан Р.М. Батлером в 1978 году [1].

В 1985 году в Форт МакМюррей провинции Альберта (Канада) силами Технологической и Исследовательской Организации по Нефтеносным Пескам провинции Альберта (AOSTRA) и отраслевых партнеров была построена Подземная Испытательная Установка (UTF-Фаза А) с целью апробации технологии гравитационного дренирования при закачке пара. При этом из подземного туннеля были пробурены три пары скважин на расстоянии 25 м друг от друга с длиной горизонтального участка 60 м. Процесс испытаний длился с декабря 1987 до середины 90-х годов. Проект UTF-Этап А стал первой успешной демонстрацией процесса SAGD в ходе эксплуатации. Коэффициент нефтеизвлечения по элементу пласта составил более 0,6 д.ед., а накопленное паронефтяное отношение – меньше 2,0, что подтвердило экономическую эффективность проекта.

Технология SAGD применяется в большей степени в Канаде; в России применяется в Республике Коми (Ярегское и Усинское месторождение) и Республике Татарстан (Ашальчинское месторождение).

Для испытания технологии термогравитационного дренирования в классическом варианте на участке ОПУ-3 Ярегского месторождения были пробурены три пары скважин с длиной горизонтальных стволов 250–300 м. Нагнетание пара на участке ОПУ-3 было начато в июле 2005 г.

В 2006 г. фактическая добыча нефти в 3,5 раза была меньше, чем проектная, несмотря на то, что закачка пара в 2 раза превысила проектную. Исходя из материального баланса, был сделан вывод, что основная масса пара (75 %) уходит за пределы участка по ранее пробуренным скважинам в старые горные выработки. По этой причине нагнетание пара на участке ОПУ-3 было прекращено [3].

Компания «Татнефть» осваивает технологию SAGD с 2006 года. Для пилотных испытаний новых технологий была выбрана мелкозалегающая залежь Ашальчинского месторождения (78 м) [2].

Компанией была разработана новая технология с использованием парных горизонтальных скважин, имеющих два устья. Опыт применения таких конструкций показал их высокую эффективность.

Регулирование воздействия на пласт осуществляется путем изменения объемов закачки и регулирование отбора через оба устья.

Суммарная добыча высоковязкой нефти пилотного участка на 1.06.2015 г. превысила 199 тыс. т при накопленном паронефтяном отношении 2,7 т/т, что вписывается в допустимый диапазон известных мировых проектов реализации технологии парогравитационного дренирования (2,5–4,5 т/т). Расчетный конечный коэффициент извлечения нефти по данным анализа температурных исследований охвата выработки запасов нефти составляет 0,7 [2].

В настоящее время на участке ОПУ-5 Лыаельской площади Ярегского месторождения применяется технология встречного SAGD. Разработка Лыаельской площади осложняется наличием разломов, наличием слабопроницаемых пропластков, а также малыми толщинами на преобладающей части месторождения [3].

Для изучения механизма термогравитационного дренирования пласта на участке Лыаельской площади была построена геолого-фильтрационная модель ее сектора (рис. 1). Размеры ячейки модели: 10 × 10 × 0,5 м. Количество ячеек модели по горизонтали: 119 × 7. Количество слоев по вертикали: 90. Общее количество ячеек: 74970.

В каждой из моделей размещены две горизонтальные скважины, находящиеся одна над другой на расстоянии 5 м. Верхняя скважина является нагнетательной, нижняя – добывающей (технология встречного SAGD).

Контроль работы нагнетательных и добывающих скважин осуществляется путем задания следующих ограничений:

- максимальное забойное давление нагнетательной скважины: 2500 кПа;
- степень сухости пара 0,7;
- минимальное забойное давление добывающей скважины: 600 кПа;
- максимальная добыча жидкости: 150 м^3/сут.

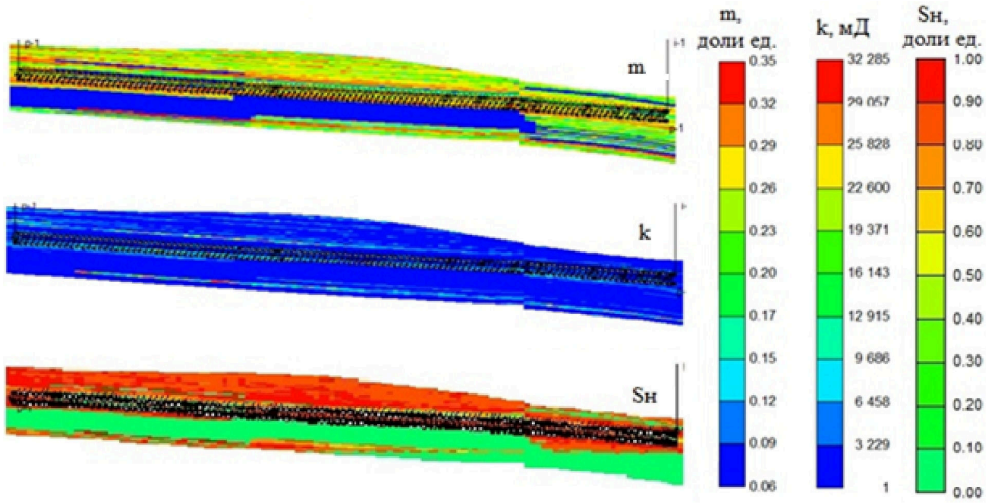

Рисунок 1 – Геолого-фильтрационная модель сектора участка Лыаельской площади

Моделирование проводилось на срок 12 лет.

Таким образом, по сектору участка исследования за 12 лет моделирования добыто 333,4 тыс. т жидкости, 74,9 тыс. т нефти, закачано 284,8 тыс. т пара, при этом коэффициент извлечения нефти достиг 15,69 %, а накопленное ПНО составило 3,80 т/т. Опираясь на динамику распределения температуры в разрезе системы «нагнетательная-добывающая» скважины, установлено что теплоноситель после 5 лет закачки преимущественно распространяется только в одной области.

Динамика температурного поля через 1 год и на конец моделирования представлена на рисунке 2.

Опираясь на фактические замеры температуры по горизонтальным добывающим скважинам (рис. 3), необходимо отметить, что профиль притока не является однородным по всей длине скважины. Таким образом, установлено, что добывающая скважина оказывает существенное влияние на распространение паровой камеры в продуктивном пласте в условиях высокой неоднородности. При построении геолого-фильтрационной модели и при проводке фактической траектории скважины параметр проводимости (WI) показывает наиболее вероятные зоны распространения и прорыва теплоносителя. Схематически это подтверждается на следующих рисунок 3.

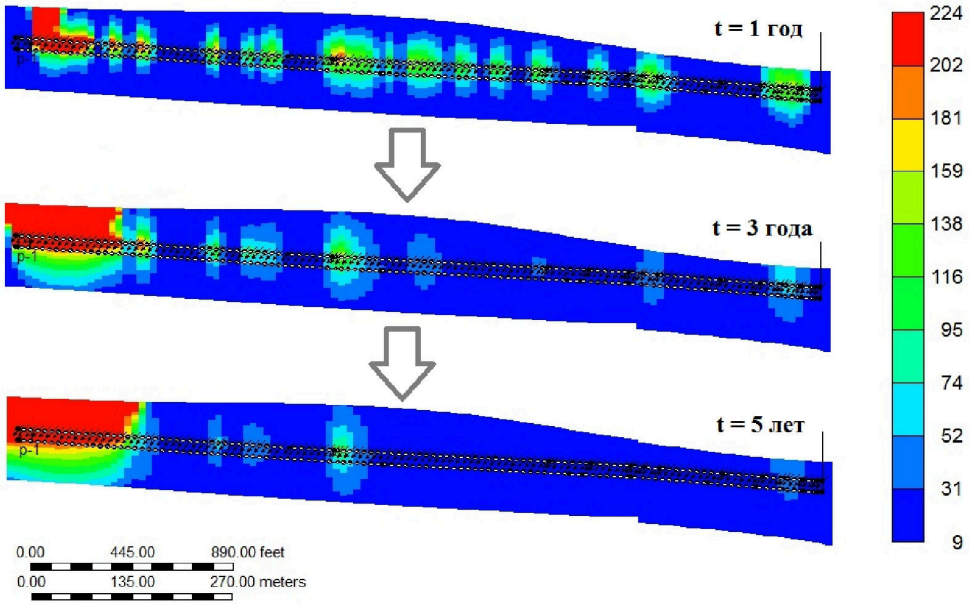

Рисунок 2 – Распределение температуры в модели

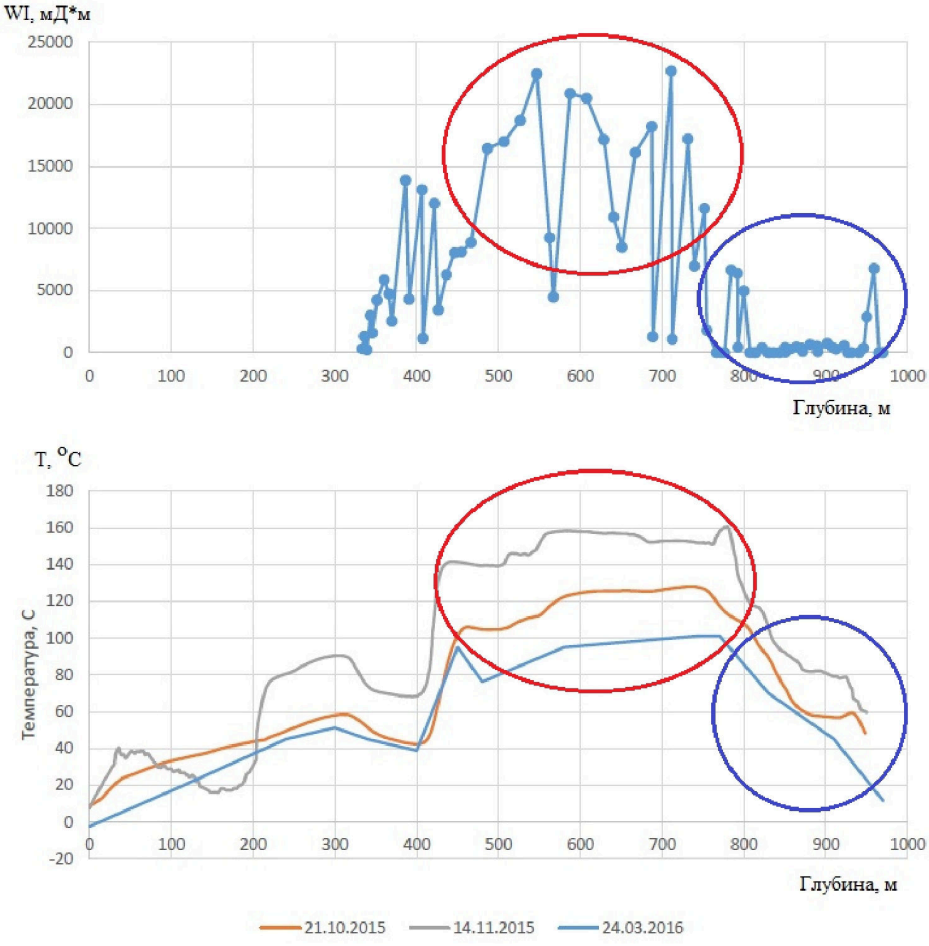

Рисунок 3 – Сопоставление распределения температуры и параметра проводимости по длине ствола добывающей скважины № 1

Как видно из представленного выше рисунка, температурные пики по длине скважин совпадают с зонами высоких проводимостей, что в последующем определяет преимущественные интервалы притока флюида к горизонтальным добывающим скважинам. Опираясь на данную корреляцию, стоит отметить, что технология SAGD является очень чувствительной к неоднородности коллектора. Таким образом, требуется гибкий контроль за изменением депрессии по стволу горизонтальной скважины.

Исходя из этого, технология SAGD для условий Лыаельской площади требует процедуры оптимизации. Данный процесс заключается в следующем: наиболее вероятные зоны распространения пара необходимо вовлекать в разработку дифференцировано за счет управления депрессионной зоной вокруг горизонтальной скважины.

Для совершенствования технологии ТГДП для условий Лыаельской площади Ярегского месторождения разработана технология, обоснованная численным моделированием, основанная на дифференцированном термогравитационном дренировании пласта (differentiated steam assisted gravity drainage – DSAGD).

Технология включает в себя бурение горизонтальных нагнетательных и двухустьевых добывающих скважин, горизонтальные участки которых размещены параллельно один над другим в продуктивном пласте. При этом конструкции скважин предусматривают независимую посекционную закачку пара через нагнетательную скважину и посекционный отбор продукции через добывающую скважину. Для этого скважины разбиваются на две секции специальными техническими средствами, секция нагнетательной скважины расположена строго над секцией добывающей скважины. Секции работают одновременно и независимо друг от друга.

Для реализации независимой посекционной закачки пара возможно применение следующей конструкции нагнетательной скважины (рис. 4).

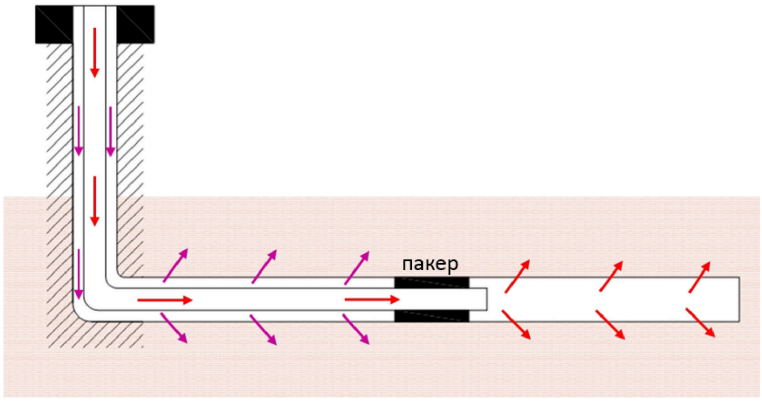

Рисунок 4 – Предлагаемая конструкция нагнетательной скважины

Для разобщения секторов добывающей двухустьевой скважины необходима установка пакера в центральной части горизонтального ствола. Для обеспечения независимой добычи жидкости требуется ведение отбора продукции через оба устья (рис. 5).

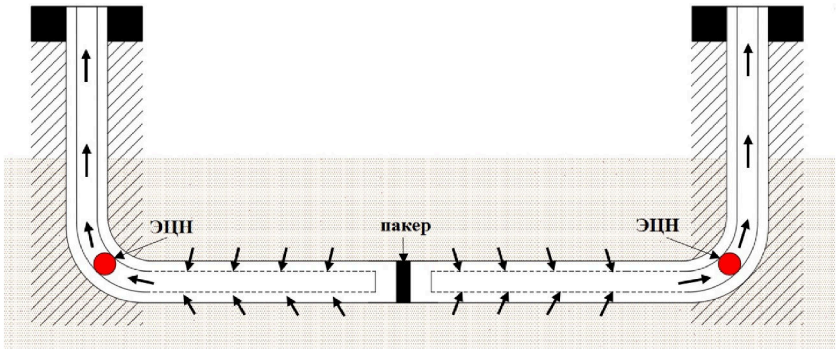

Рисунок 5 – Предлагаемая конструкция добывающей скважины

Данная технология позволяет повысить нефтеотдачу пласта, увеличить охват пласта тепловым воздействием за счет перераспределения давления в пласте.

Для реализации данной стратегии был реализован численный эксперимент. Горизонтальные участки скважин были разбиты на 2 секции по 500 м. Результаты моделирования представлены на рисунке 6.

Согласно представленным результатам расчета установлено, что за счет регулирования и контролирования процесса закачки теплоносителя в горизонтальную скважину позволяет повысить охват тепловым процессом, что в итоге отражается на конечном коэффициенте извлечения нефти. Установленный механизм термогравитационного дренирования пласта в условиях Лыаельской площади показывает, что процесс распространения паровой камеры будет зависеть от геологических особенностей залежи, о чем свидетельствует фактическое распределение температуры по стволу добывающей скважины.

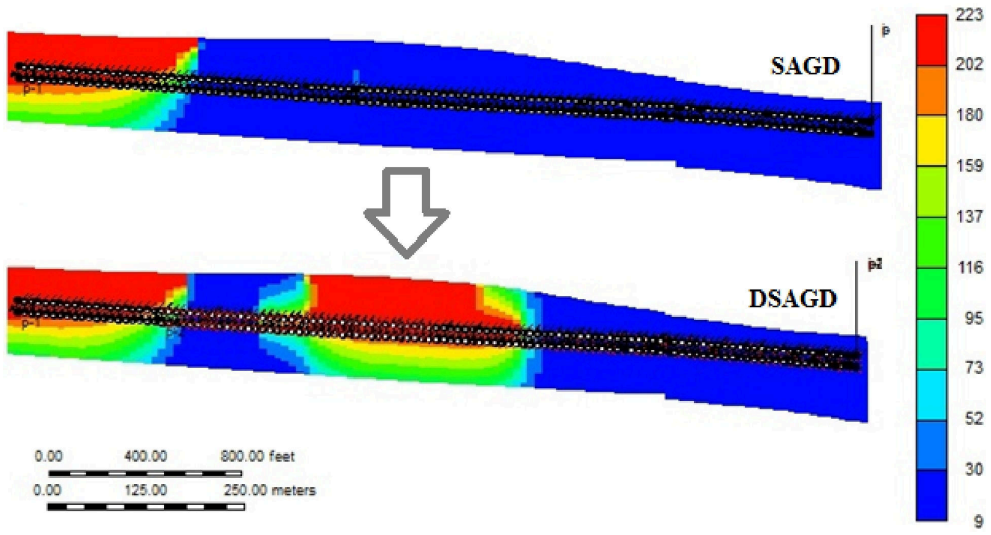

Рисунок 6 – Распределение температуры в модели на конец периода разработки (12 лет)

Как видно из рисунка 6, правая часть пласта не достаточно полно вовлекается в процесс разработки, что объясняется малыми нефтенасыщенными толщинами. Поэтому в случае малых толщин продуктивного пласта (до 6–8 м), данная технология требует применения односкважинного дифференцированного термогравитационного дренирования, сочетающего одновременную закачку пара и одновременный отбор нефти.

В процессе закачки теплоноситель концентрируется в тех зонах, где индекс скважины (WI) имеет более высокие значения, что требует дифференцированной отработки этих зон в результате применения адаптированных к этим условиям конструкций скважин. Также процесс перераспределения давления при закачке пара зависит от эпюры давления, которую разработанная технология позволяет менять и оптимизировать путем работы насосов в краевых зонах продуктивного пласта, что положительно сказывается на распространении паровой камеры. Так для данного участка в процессе реализации данной технологии прирост коэффициента нефтеизвлечения составил более 12,7 % по сравнению с классической технологией. Таким образом, значение КИН при технологии DSAGD составило 28,4 %, а ПНО при этом равно 2,82 т/т.

Величина данного прироста также зависит от количества секций для дифференцированной разработки, что требует развития технических средств и разработки алгоритма, позволяющего обосновать эффективные конструкции.

Литература:

1. Липаев А. А. Разработка месторождений тяжелых нефтей и природных битумов / А.А. Липаев. – М. – Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2013. – 484 с.

2. Маганов Н.У. Опыт разработки мелкозалегающих залежей тяжелой нефти / Н.У. Маганов [и др.] // Oil&Gas Journal Russia. – 2015. – № 5. – С. 60–63.

3. Технологические принципы разработки залежей аномально вязких нефтей и битумов / Л.М. Рузин [и др.]. – 2-е изд., перераб. и доп. – М. ; Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2015. – 480 с.

References:

1. Lipayev A.A. Development of fields heavy nefty and natural bitumens / A.A. Lipaev. – M. – Izhevsk : Institute of computer researches, 2013. – 484 p.

2. Maganov N.U. Experience of development melkozalegayushchikh of deposits of heavy oil / N.U. Maganov [etc.] // Oil&Gas Journal Russia. – 2015. – No. 5. – P. 60–63.

3. Technological principles of development of deposits abnormally viscous nefty and bitumens / L.M. Ruzin [etc.]. – 2nd prod., reslave. and additional. – M. ; Izhevsk : Institute of computer researches, 2015. – 480 p.