

DOI: 10.17122/ntj-oil-2019-4-65-76

УДК 622.276

И.З. Денисламов, Ф.Ф. Миндияров, Р.Н. Якубов, К.В. Фаттахова (Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Российская Федерация)

МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ: ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ И РЕШАЕМЫЕ ЗАДАЧИ

Ildar Z. Denislamov, Fanzil F. Mindiyarov, Ravil N. Yakubov,
Kseniya V. Fattahova (Ufa State Petroleum Technological University,
Ufa, Russian Federation)

MULTIFUNCTIONAL WELLS: FUNCTIONAL POSSIBILITIES AND SOLVED TASKS

Введение

За последнюю четверть века конструкции скважин для нефтедобычи значительно изменились в сторону усложнения своей пространственной траектории для повышения охвата продуктивного пласта воздействием по отбору нефти. Сравнительно недавно появились скважины с двойной функцией: по закачке вытесняющего агента и одновременному отбору пластовой нефти. В статье приведена история развития многофункциональных скважин (МФС), рассмотрена их привлекательность для добычи высоковязкой нефти (ВВН).

Организация плоскопараллельной фильтрации высоковязкой нефти между двумя стволами МФС выгодна тем, что не только зона закачки водяного пара, но и зона отбора нефти характеризуются высокой температурой и пониженной вязкостью нефти.

Для технологии стимуляции гравитационного дренажа закачкой пара проведены расчеты показателей разработки залежи ВВН для различных

Background

Over the past quarter century, oil well designs have changed significantly in the direction of increasing the complexity of their spatial trajectory to increase the reservoir coverage with the oil extraction effect. More recently, wells with a double function have appeared: for the injection of a displacing agent and the simultaneous selection of reservoir oil. The article presents the history of the development of multifunctional wells (MFW), considered their attractiveness for the production of high-viscosity oil (HVO).

The organization of plane-parallel filtration of high-viscosity oil between two shafts of the MFW is advantageous in that not only the water injection zone, but also the oil extraction zone is characterized by high temperature and low oil viscosity.

For the technology of stimulation of gravity drainage by steam injection, calculations of the HVO reservoir development indicators for

параметров сетки скважин, выполнен анализ результатов для выявления оптимального расстояния между горизонтальными стволами многофункциональных скважин.

Цели и задачи:

- обоснование оптимального расстояния между добывающими стволами многофункциональных скважин, используемых при реализации технологии SAGD;
- рассмотрение возможности использования участка МФС в качестве теплообменного устройства в процессе добычи высоковязкой нефти.

Методы

Оптимальное расстояние между горизонтальными участками многофункциональных скважин обосновано на основе моделирования процесса разработки залежи ВВН с применением технологии SAGD в гидродинамическом симуляторе ROXAR Tempest MORE.

Результаты

Рассмотрена история создания многофункциональных скважин в Российской Федерации как скважин с функциями закачки вытесняющего агента и одновременного отбора пластовой нефти.

Моделирование добычи нефти по технологии SAGD позволило обосновать величину оптимального расстояния между горизонтальными стволами добывающих скважин.

Рассмотрена возможность использования многофункциональной скважины в качестве теплообменного устройства для поддержания подвижности высоковязкой нефти на необходимом уровне во время подъема на поверхность.

various parameters of the well grid were carried out, the results were analyzed to determine the optimal distance between the horizontal shafts of multifunctional wells.

Aims and Objectives:

- determination of the optimal distance between the production shafts of multifunctional wells used in the implementation of the SAGD technology;
- consideration of the possibility of using the multifunctional well section as a heat exchanging device in the process of producing high-viscosity oil.

Methods

The optimal distance between the horizontal sections of multifunctional wells is defined on the basis of modeling the development of the HVO reservoir using SAGD technology in the ROXAR Tempest MORE hydrodynamic simulator.

Results

The history of the multifunctional wells creation in the Russian Federation as wells with injection functions of a displacing agent and simultaneous selection of reservoir oil is considered.

Simulation of oil production using the SAGD technology allowed to determine the optimal distance value between the horizontal shafts of producing wells.

The possibility of using a multifunctional well as a heat exchange device to maintain the mobility of high-viscosity oil at the required level during the ascent to the surface is considered.

Ключевые слова: многофункциональная скважина; колонна труб; горизонтальный ствол; вытесняющий агент; добыча нефти; нефтеотдача; высоковязкая нефть; температура; давление; водяной пар; гидродинамическое моделирование; SAGD

Key words: multifunctional well; pipe string; horizontal shaft; displacing agent; oil production; oil recovery; high viscosity oil; temperature; pressure; water steam; hydrodynamic modeling; SAGD

Большинство нефтяных залежей и месторождений разрабатывают и в дальнейшем эксплуатируют с помощью нефтедобывающих и нагнетательных скважин. Закачка в продуктивные

нефтенасыщенные пласты вытесняющего агента, как правило воды, преследует две цели. Поддержание в пласте давления выше давления насыщения нефти газом обеспечивает отсутствие третьей - газовой

фазы во время фильтрации в пористой среде нефти и воды. Во-вторых, повышение давления в зоне закачки и снижение в зоне отбора создает перепад давления и обеспечивает движение флюидов в необходимом направлении. Для залежей высоковязкой нефти невозможна скважинная добыча без снижения вязкости нефти, поэтому на вытесняющий агент возлагается третья функция - передача тепловой энергии горной породе и нефти. Паротепловая обработка скважины (ПТОС) часто реализуется на месторождениях с повышенной вязкостью нефти, когда примерно одну-две недели в скважину закачивают пар высокой температуры [1, 2], несколько дней ожидают распределения тепловой энергии в зоне этой скважины и только на третьем этапе из этой же скважины добывают нефть с пониженной вязкостью. Отрицательным в такой технологии является необходимость смены подземного оборудования скважины - колонна теплоизолированных насосно-компрессорных труб меняется на колонну лифтовых труб с глубинным насосом. В связи с этим и появилась многофункциональная скважина (МФС), в которой совмещены функции закачки вытесняющего агента и добычи пластовой нефти. Одним из ранних примеров МФС является скважина для добычи высоковязкой нефти, которая в продуктивном пласте имеет ствол с восходящим подъемом к забюю [3]. Забой горизонтального ствола скважины располагается выше наиболее низкой части ствола не менее чем на 2 м, поэтому прогретая паром нефть стекает в зону отбора и поднимается на поверхность глубинным насосом. Процесс добычи нефти может происходить в циклическом и в постоянном режимах работы.

Развитие идеи многофункциональной скважины содержится в изобретениях [4-7], где закачка вытесняющего агента и отбор нефти ведутся не из одной зоны продуктивного пласта, а из зон, расположенных на значительном расстоянии друг от друга, по аналогии с традиционным способом скважинной добычи нефти. Значимый вклад в концепцию

многофункциональных скважин, несомненно, внесла скважина с боковым стволом, когда в отработанную зону пласта закачивается вытесняющий агент, а из бокового ствола скважины, проведенного в нефтенасыщенную зону пласта, добывается нефть [4]. Аналогичное решение предложено в изобретении [5], когда вертикально расположенная скважина дважды проходит горизонтальный пласт - сначала сверху вниз (зона отбора нефти), и во второй раз - на необходимом проектном расстоянии, но уже снизу вверх (зона подачи вытесняющего агента). Общий вид такой скважины напоминает L-образную конструкцию, а необходимая цель достигается без зарезки и строительства бокового ствола.

Для горизонтального расположения зоны закачки вытесняющего агента и отбора пластовой нефти предложена U-образная конструкция МФС в её пластовой части [6]. Благодаря организации плоскопараллельного движения между горизонтальными стволами одной скважины так же, как и между ГС двух скважин, снижаются размеры застойных зон с нефтью, повышается нефтеотдача пласта. В статье [7] указывается, что расстояние между горизонтальными стволами U-образной скважины существенно влияет на конечную нефтеотдачу пласта. Отмечается, что существует критическое значение этого расстояния, при котором достигается максимальное значение нефтеотдачи, но в статье этот важный вопрос остался не изученным.

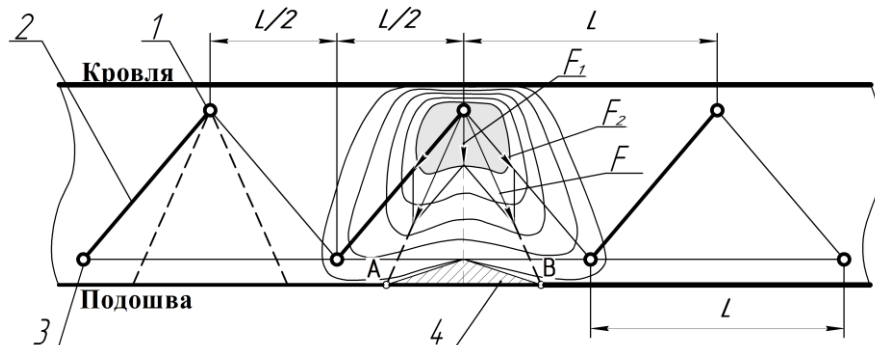
Конструкция МФС применима и для реализации паротеплового способа добычи нефти по технологии SAGD, когда в верхний горизонтальный ствол непрерывно подают пар с температурой до 250 °С, а из расположенного в подошвенной зоне пласта горизонтального ствола насосом добывают горячую нефть температурой до 120-130 °С [1, 8, 9]. Если рассматривать систему двойных горизонтальных скважин, то важно отметить, что при вертикальном движении горячей нефти от зоны прогрева в добывающую скважину образуются застойные зоны между двумя зонами отбора нефти. Чтобы снизить этот отрицательный эффект технологии

SAGD, в изобретении [10] предложено сместить нижний горизонтальный ствол многофункциональной скважины на половину расстояния между скважинами в горизонтальной плоскости. В статье [11] опубликованы результаты расчетов на гидродинамическом симуляторе ROXAR Tempest More для условий добычи высоковязкой нефти Ашальчинского нефтяного месторождения Республики Татарстан. Авторы работы рассмотрели влияние пространственного расположения областей закачки пара и отбора горячей нефти относительно друг друга. Расчеты показали, что паровая камера преобразуется из треугольной в прямоугольную форму, снижается доля остаточной нефти вблизи подошвы продуктивного пласта. Выполнена оценка положительного эффекта от смещения зоны отбора на половину горизонтального расстояния между стволами скважин. Так, коэффициент охвата тепловым воздействием увеличился в 1,3 раза, нефтеотдача пласта была увеличена на 3,3 % (с 11,7 % до 15,0 %), прогнозировалось снижение объема попутно добываемой воды на 16 %. Однако в статье не рассмотрен

вопрос выбора оптимального расстояния между добывающими горизонтальными скважинами (ГС) в подошвенной части продуктивного пласта.

В работе [12] приведены основные положения и проектные показатели разработки Ашальчинского нефтяного месторождения, в частности, указано расстояние между парами горизонтальных скважин в 100 м при традиционной схеме реализации технологии SAGD. В данной статье это расстояние взято за базовую величину, а в качестве альтернативных расстояний рассмотрено еще 5 вариантов расположения горизонтальных скважин: 40 м, 60 м, 80 м, 120 м и 140 м между горизонтальными стволами в подошвенной части пласта.

Применялась рекомендуемая схема расположения многофункциональных скважин, в которой стволы добывающих скважин расположены со смещением на половину расстояний между нагнетательными стволами, как показано на рисунке 1. Расстояние по вертикали между зоной нагнетания пара и отбора нефти принято 8 м.



- 1 - верхний горизонтальный ствол для закачки пара;
- 2 - участок скважины по смещению нижнего горизонтального ствола;
- 3 - нижний горизонтальный ствол для отбора нефти;
- 4 - остаточная нефть вблизи подошвы пласта;
- F_1 - сила тяжести;
- F_2 - сила, обусловленная разностью давлений;
- F - результирующая сила, действующая на флюиды в поровом пространстве пласта

Рисунок 1. Предлагаемая система разработки пласта с высоковязкой нефтью по технологии SAGD

Объектом проектирования разработки и прогнозирования показателей на симуляторе ROXAR Tempest More выбрана пермокарбонатная залежь Усинского нефтяного месторождения с высоковязкой нефтью - 750 мПа·с. За 40-летний период разработки нефтеотдача на естественном режиме работы пласта не достигла и 10 %, при этом обводненность равна уже 82 %. Размеры участка залежи для моделирования технологии SAGD приняты равными 400 × 400 м с толщиной нефтенасыщенной зоны пласта 20 м.

В таблице 1 приведены геолого-физическая характеристика пласта и физико-

химические свойства нефти, которые были использованы при построении модели.

На рисунке 2 приведена зависимость вязкости нефти от температуры для Усинского нефтяного месторождения, которая была использована в гидродинамической модели.

Результаты прогнозирования добычи нефти из моделируемого участка пермокарбонатной залежи Усинского месторождения приведены на рисунках 3-5. Через 20 лет эксплуатации участка залежи максимальная нефтеотдача в 47 % будет достигнута при расстоянии между ГС 80 м. При расстоянии 100 м будет достигнута чуть меньшая нефтеотдача - 45,5 %.

Таблица 1. Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов пермокарбонатной залежи Усинского месторождения

№	Параметры	Нижний	Средний	Верхний	По залежи в целом
1	Абсолютная отметка кровля (интервал изменения), м	(-1119)- (-1511)	(-1035)- (-1448)	(-961)- (-1425)	(-961)- (-1511)
2	Тип залежи	пластово-массивная сводовая			
3	Тип коллектора	трещинно-кавернозно-поровый			
4	Средняя обшая толщина, м	165,8	90,2	27,8	283,6
5	Средняя нефтенасыщенная толщина, м	32,7	34,1	15,8	72,1
6	Средний коэффициент проницаемости по керну, мкм ²	0,467	0,355	0,161	0,434
7	Средний коэффициент начальной нефтенасыщенности (по ГИС), ед.	0,755	0,773	0,776	0,77
8	Начальная пластовая температура, °С	23	21	18	21
9	Давление насыщения нефти газом, МПа	7,4	7,8	7,5	7,5
10	Газовый фактор, м ³ /т	23,1	23,1	23,1	23,1
11	Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³	934	935	923	933
12	Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м ³	962	962	962	962
13	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа с	710	710	710	710

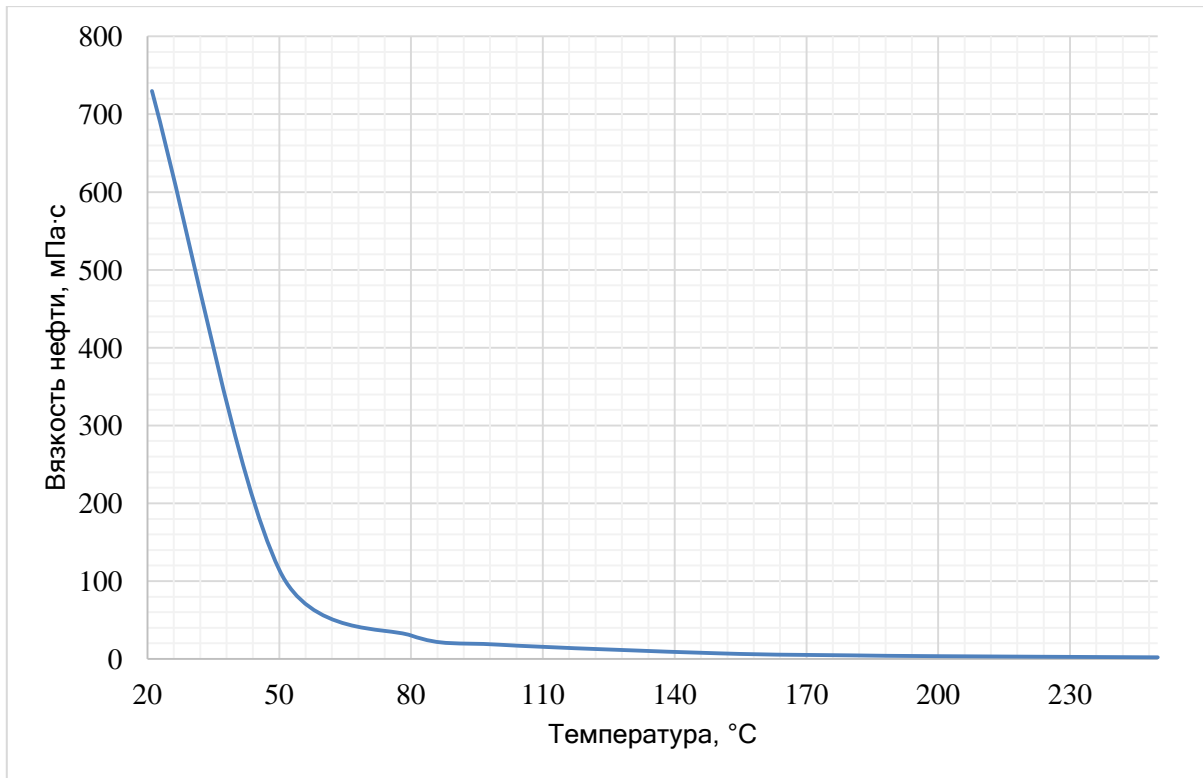


Рисунок 2. Зависимость вязкости нефти Усинского месторождения от температуры

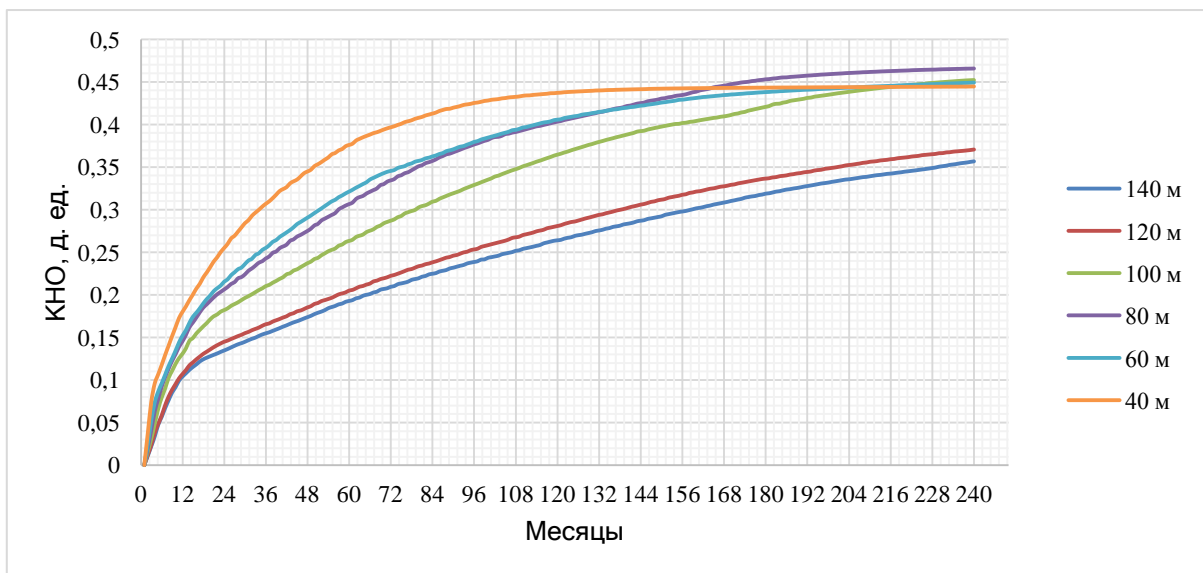


Рисунок 3. Динамика коэффициента нефтеотдачи для различных вариантов моделирования

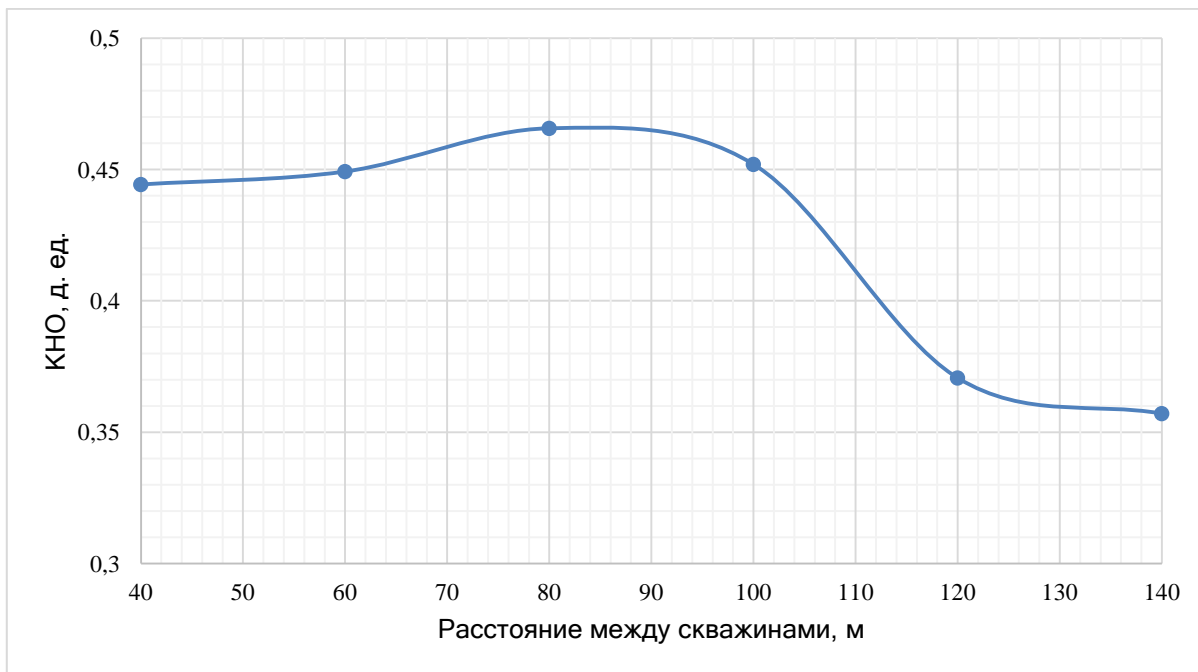


Рисунок 4. График зависимости конечного коэффициента нефтеотдачи от расстояния между скважинами

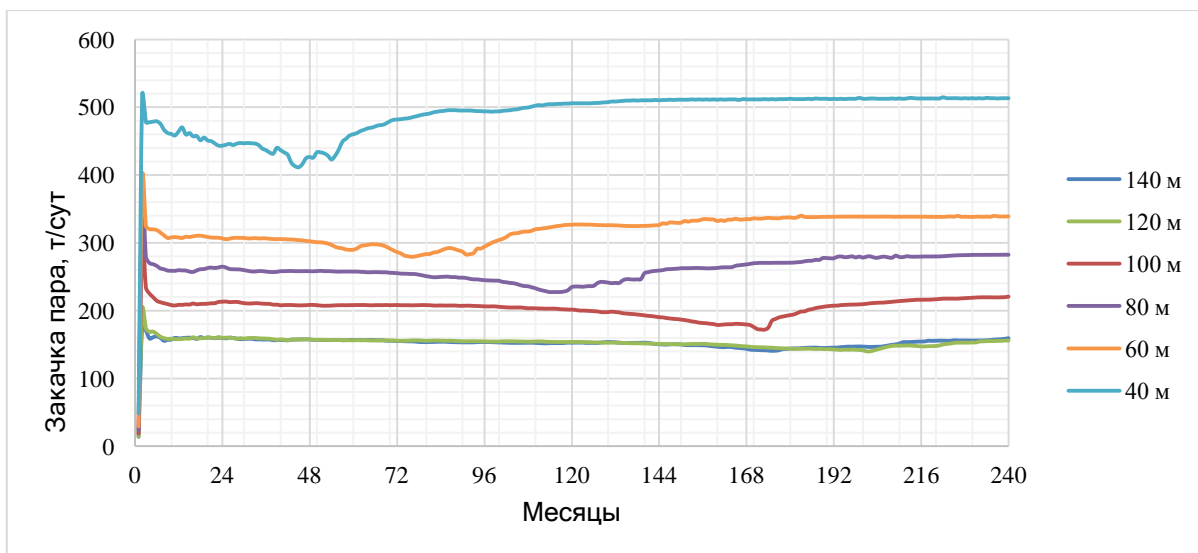


Рисунок 5. График зависимости закачки пара от времени разработки

Увеличение расстояния между горизонтальными стволами скважин до 120 и 140 м приводит к снижению количества скважин на рассматриваемом участке залежи и росту объема дренирования продуктивного пласта, приходящегося на одну добывающую скважину. Характер влияния расстояния между скважинами на текущую нефтеотдачу хорошо прослеживается по графику на рисунке 4.

Аналогичные зависимости ранее были получены М.А. Токаревым для объектов разработки залежей терригенного девона и нижнего карбона Волго-Уральской нефтегазоносной провинции [13]. В работе указано, что при превышении объемных запасов нефти, дренируемых одной добывающей скважиной, определенной критической величины происходит неизменное падение текущей и конечной нефтеотдачи. Основной причиной явления, по мнению автора работы, является преждевременное образование языков обводнения и снижение фазовой проницаемости пласта по нефти.

Рассмотрим поставленную задачу оптимизации расстояния между стволами скважин с энергетической стороны, которая в технологии SAGD является важнейшей экономической стороной проекта.

На рисунке 5 приведены суточные объемы закачки пара в нагнетательные стволы МФС исходя из необходимости поддержания температуры добываемой горячей нефти выше критической величины. Очевидно, что полученные зависимости (рисунок 5) согласуются, прежде всего, с количеством МФС на участке и лишь в последующем - с особенностями фильтрации высокотемпературных флюидов в продуктивном пласте.

По рассматриваемому второму показателю предпочтительным является расстояние 100 м (120 и 140 м не рассматриваются) как наиболее экономичное - в скважины необходимо закачивать ежедневно примерно 200 т пара в водном эквиваленте. При сокращении расстояния между ГС до 60 и 40 м потребуется доставка

на участок залежи значительно большего количества пара - до 300-500 т/сут.

Водонефтяной фактор (ВНФ) добываемой скважинной продукции является высокоинформативным параметром эффективности разработки нефтяной залежи при организации системы поддержания пластового давления закачкой в нефтенасыщенные пласты воды или пара.

На рисунке 6 приведена динамика текущего ВНФ для нескольких рассматриваемых вариантов расчета. И здесь при расстоянии между добывающими горизонтальными стволами 100 м наблюдается через 20 лет наименьшее значение этого параметра - в пределах 65 т/т, при меньшем расстоянии ВНФ доходит до величины 200 т/т и более.

Суммируя результаты прогнозирования вытеснения и добычи высоковязкой нефти пермокарбоновой залежи Усинского нефтяного месторождения по технологии SAGD, можно сказать, что расстояние между зонами отбора горячей нефти, то есть горизонтальными стволами многофункциональных скважин, должно находиться в пределах 100 м.

Одной из задач проекта разработки залежи высоковязкой нефти является обеспечение доставки пластовой нефти на поверхность и её транспортировка до первой емкости установки предварительного сброса воды - газосепаратора или отстойника нефти и воды.

Поэтому мы рассматриваем многофункциональную скважину и с позиции теплообменного устройства в той её части, где в обсадной колонне скважины имеются две колонны насосно-компрессорных труб (НКТ) - по закачке пара и по лифтированию нефти на устье скважины.

Предлагаемое обустройство многофункциональной скважины как теплообменного устройства приведено схематично на рисунке 7.

Внутреннее пространство обсадной колонны скважины разделено на несколько зон (рисунок 7), для удобства информация приведена в табличном виде (таблица 2).

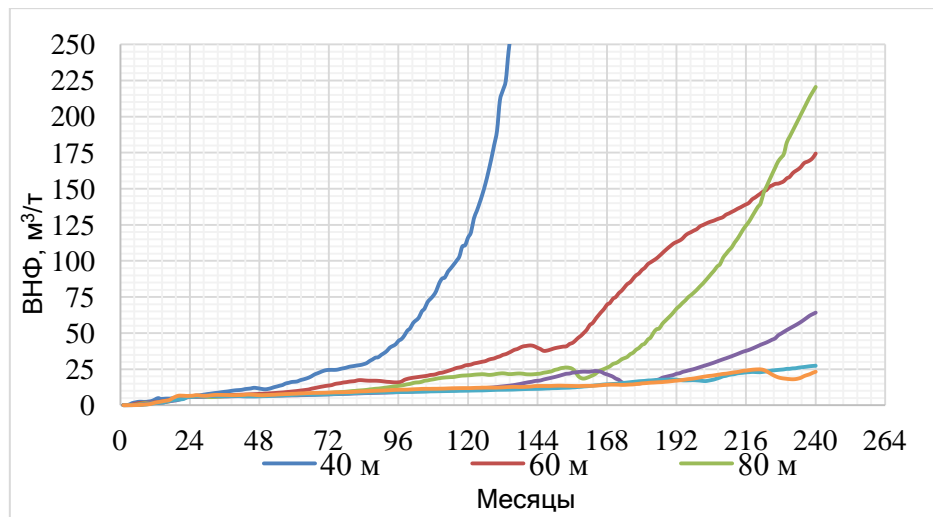
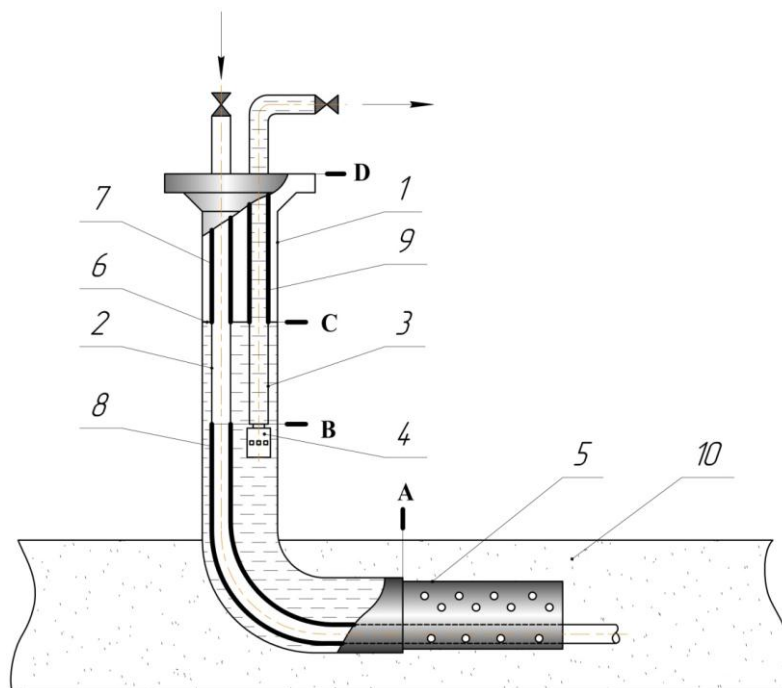


Рисунок 6. График зависимости текущего водонефтяного фактора от времени разработки



- 1 - обсадная колонна; 2 - колонна для закачки теплового вытесняющего агента;
- 3 - колонна НКТ для подъема пластовой продукции;
- 4 - глубинный насос (ЭЦН с ПЭД); 5 - горизонтальный ствол скважины;
- 6 - динамический уровень жидкости (нефти) в межтрубном пространстве скважины;
- 7 - теплоизоляция колонны для закачки агента до уровня жидкости;
- 8 - теплоизоляция колонны для закачки агента от верхней границы насосной установки до начала горизонтального участка ствола скважины;
- 9 - теплоизоляция колонны лифтовых труб от устья скважины до уровня жидкости в межскважинном пространстве;
- 10 - нефтенасыщенный продуктивный пласт

Рисунок 7. Схема МФС с функцией теплообменного устройства

Таблица 2. Внутреннее пространство обсадной колонны скважины

Зона скважины	Границы зоны	Вид труб	Технологический эффект
AB	от верхней части глубинного насоса до начала ГС (хвостовика)	колонна для закачки агента теплоизолирована	сохранение температуры закачиваемого агента
BC	от динамического уровня жидкости в МП до верхней части глубинного насоса	обе колонны труб не имеют теплоизоляции	передача тепловой энергии от колонны для закачки агента в лифтируемую жидкость в колонне НКТ
CD	газовая среда от устья до динамического уровня жидкости в МП	обе колонны теплоизолированы	сохранение тепловой энергии в обеих колоннах

Общеизвестно, что теплопроводность газовой среды в несколько раз ниже теплопроводящей способности жидкой среды, в частности, для воздуха и метана этот коэффициент в зависимости от давления и температуры колеблется в пределах 0,03-0,04 Вт/(м·К), а для нефти - на уровне 0,13-0,16 Вт/(м·К), то есть в несколько раз выше. В нижней части межтрубного пространства над глубинным насосом вместе с нефтью будет и определенное количество воды, которая имеет значительно большую величину коэффициента теплопроводности - 0,6 Вт/(м·К).

Приведенные данные свидетельствуют о том, что зону подогрева пластовой продукции следует организовать только от уровня до насоса, то есть в жидкой среде. В зоне самого насоса передача тепловой энергии нежелательна, особенно если в скважине находится электроцентробежный насос, погружной электродвигатель которого требует отвода тепловой энергии.

Выводы

1. Конструкция многофункциональных скважин наиболее востребована в проектах разработки залежей высоковязкой нефти ввиду того, что прогрев продуктивного пласта осуществляется не только в зоне закачки пара, но и в зоне отбора нефти при использовании U-образного ствола скважины.

2. Обустройство части многофункциональной скважины как теплообменного устройства также способствует повышению эффективности добычи и транспортировки высоковязкой нефти до промышленного объекта системы сбора и подготовки нефти.

3. Прогнозирование показателей разработки пермокарбонатной залежи высоковязкой нефти Усинского нефтяного месторождения по технологии SAGD с помощью многофункциональной скважины показало, что горизонтальные стволы по отбору нефти необходимо расположить на расстоянии примерно 100 м друг от друга.

Список литературы

1. Ибатуллин Р.Р. Технологические процессы разработки нефтяных месторождений. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2011. 304 с.
2. Малофеев Г.Е., Мирсаетов О.М., Чоловская И.Д. Нагнетание в пласт теплоносителя для интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи. Ижевск: ИКК, 2008. 224 с.

References

1. Ibatullin R.R. *Tekhnologicheskie protsessy razrabotki neftyanykh mestorozhdenii*. [Technological Processes of Oil Field Development]. Moscow, VNIIOENG Publ., 2011. 252 p. [in Russian].
2. Malofeev G.E., Mirsaetov O.M., Cholovskaya I.D. *Nagnetanie v plast teponositelya dlya intensifikatsii dobychi nefi i uvelicheniya nefteotdachi* [Heat Carrier Injection into the Reservoir

3. Пат. 2455475 РФ, МПК Е 21 В 43/24. Способ разработки высоковязких нефтей с малыми толщинами пластов методом циклической закачки растворителя и пара в одиночные наклонно направленные скважины / Р.К. Сабиров, М.И. Амерханов, А.Т. Зарипов и др. 2010149697/03, Заявлено 03.12.2010; Оpubл. 10.07.2012. Бюл. 9.

4. Пат. 2526937 РФ, МПК Е 21 В 43/26; МПК Е 21 В 43/14. Способ разработки низкопроницаемой нефтяной залежи / Р.С. Хисамов, В.В. Ахметгареев, Р.Г. Ханнанов. 2013145722/03; Заявлено 14.10.2013; Оpubл. 27.08.2014. Бюл. 24.

5. Пат. 2580330 РФ, МПК Е 21 В 43/20. Способ разработки нефтяного пласта / И.З. Денисламов, Р.М. Еникеев, Р.Р. Ишбаев, Г.И. Денисламова. 2015114022/03, Заявлено 15.04.2015; Оpubл. 10.04.2016. Бюл. 10.

6. Пат. 2594027 РФ, МПК Е 21 В 43/20. Способ скважинной разработки участка нефтяного пласта / И.З. Денисламов, А.И. Пономарев, И.З. Исаев. 2015127344/03, Заявлено 07.07.2015; Оpubл. 10.08.2016.

7. Надыров А.И., Владимиров И.В., Пономарев А.И. Исследование теплового воздействия при разработке залежи высоковязкой нефти с применением U-образной многофункциональной скважины // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2018. Вып. 2 (112). С. 9-22.

8. Хисамов Р.С. Анализ эффективности выработки запасов сверхвязкой битуминозной нефти при парогравитационном воздействии // Нефтяное хозяйство. 2014. № 7. С. 24-27.

9. Матусевич Г.В., Кольцов Е.В. Достижения и сложности при реализации проекта SAGD на Ярегском месторождении Тимано-Печорской провинции // Сб. докл. науч.-техн. конф., посвященной 60-летию ТатНИПнефть ПАО «Татнефть». Набережные Челны: Экспозиция Нефть Газ, 2016. С. 196-203.

10. Пат. 2646151 РФ, МПК Е 21 В 43/24. Способ разработки залежи высоковязкой нефти / И.З. Денисламов, А.И. Пономарев, И.В. Владимиров, Ф.Ф. Миндияров. 2017119673/03, Заявлено 05.06.2017; Оpubл. 01.03.2018. Бюл. 7.

11. Пономарев А.И., Денисламов И.З., Владимиров И.В., Миндияров Ф.Ф., Шаяхметов А.И. Многофункциональные скважины для разработки залежей высоковязкой нефти // Нефтепромышленное дело. 2017. № 8. С. 20-24.

12. Малюков В.П., Алибеков М.Э. Инновационные технологии интенсификации добычи нефти из неоднородных пластов на месторождениях нефтей Татарстана // Вестник РУДН. 2015. № 3. С. 102-110.

13. Токарев М.А. Комплексный геолого-промысловый контроль за текущей нефтеотдачей при вытеснении нефти водой. М.: Недра, 1990. 267 с.

to Intensify Oil Production and Increase Oil Recovery.]. Izhevsk, ICS, 2008. 224 p. [in Russian].

3. Sabirov R.K., Amerkhanov M.I., Zaripov A.T. e.a. *Sposob razrabotki vysokovyazkikh neftei s malymi tolshchinami plastov metodom tsiklicheskoj zakachki rastvoritelya i para v odinochnye naklonno napravlennye skvazhiny* [Method of Development of Highly Viscous Oils with Small Thicknesses of Layers by the Cyclic Injection of Solvent and Steam into Single Directional Wells]. Patent RF, No. 2455475, 2012. [in Russian].

4. Khisamov R.S., Akhmetgareev V.V., Khannanov R.G. *Sposob razrabotki nizkopronitsaemoi neftyanoi zalezhi* [Method to Develop Low-Permeability Oil Deposits]. Patent RF, No. 2526937, 2012. [in Russian].

5. Denislamov I.Z., Enikeev R.M., Ishbaev R.R., Denislamova G.I. *Sposob razrabotki neftyanogo plasta* [Method to Develop Oil Deposit]. Patent RF, No. 2580330, 2016. [in Russian].

6. Denislamov I.Z., Ponomarev A.I., Isaev I.Z. *Sposob skvazhinnoy razrabotki uchastka neftyanogo plasta* [Method for Downhole Development of an Oil Reservoir Area]. Patent RF, No. 2594027, 2016. [in Russian].

7. Nadyrov A.I., Vladimirov I.V., Ponomarev A.I. Issledovanie teplovogo vozdeistviya pri razrabotke zalezhi vysokovyazkoi neftei s primeneniem U-obraznoi mnogofunktsional'noi skvazhiny [Thermal Treatment Research for High-Viscosity Oil Deposits Using U-Shaped Multiple-Function Wells]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta neftei i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2018, Issue 2 (112), pp. 9-22. DOI: 10.17122/ntj-oil-2018-2-9-22 [in Russian].

8. Khisamov R.S. Analiz effektivnosti vyrabotki zapasov sverkhvyazkoi bituminoznoi neftei pri parogravitatsionnom vozdeistvii [Analysis of Efficiency of Steam-Gravity Recovery Technology for Development of Heavy Oil Reserves]. *Neftyanoe khozyaistvo - Oil Industry*, 2014, No. 7, pp. 24-27. [in Russian].

9. Matusevich G.V., Koltsov E.V. Dostizheniya i slozhnosti pri realizatsii proekta SAGD na Yaregskom mestorozhdenii Timano-Pechorskoi provintsii [Achievements and Difficulties in Implementing the SAGD Project at the Yaregskoye Field in the Timan-Pechora Province]. *Sbornik dokladov nauchno-tekhnicheskoi konferentsii, posvyashchennoi 60-letiyu TatNIPneft' PAO «Tatneft'»* [Collection of Reports of the Scientific and Technical Conference Dedicated to the 60th Anniversary of TatNIPneft']. Naberezhnye Chelny, «Ekspozitsiya Neft' Gaz», 2016, pp. 196-203. [in Russian].

10. Denislamov I.Z., Ponomarev A.I., Vladimirov I.V., Mindiyarov F.F. *Sposob razrabotki zalezhi vysokovyazkoi neftei* [Method to Develop Deposits of High Viscosity Oil]. Patent RF, No. 2646151, 2018. [in Russian].

11. Ponomarev A.I., Denislamov I.Z., Vladimirov I.V., Mindiyarov F.F., Shayakhmetov A.I. *Mnogofunktsional'nye skvazhiny dlya razrabotki*

zalezhei vysokovyazkoi nefiti [Multifunctional Wells for High-Viscous Deposits Development]. *Neftepromyslovoe delo - Oilfield Engineering*, 2017, Issue 8, pp. 20-24. [in Russian].

12. Malyukov V.P., Alibekov M.E. Innovatsionnye tekhnologii intensivifikatsii dobychi neftei iz neodnorodnykh plastov na mestorozhdeniyakh neftei Tatarstana [Innovative Technologies to Intensify Oil Production from Heterogeneous Reservoirs in Oil Fields of Tatarstan]. *Vestnik RUDN – Bulletin of RUDN*, 2015, Issue 3, pp. 102-110. [in Russian].

13. Tokarev M.A. *Kompleksnyi geologo-promyslovyi kontrol' za tekushchei nefteotdachei pri vytesnenii nefti vodoi* [Integrated Geological and Field Control over the Current Oil Recovery when Oil is Displaced by Water]. Moscow, Nedra Publ., 1990. 267 p. [in Russian].

Авторы

• Денисламов Ильдар Зафирович, канд. техн. наук
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа,
ул. Космонавтов, 1
e-mail: denislamoviz@mail.ru

• Миндияров Фанзиль Фирдавесович
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Магистрант кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа,
ул. Космонавтов, 1
e-mail: kafedra-rngm@mail.ru

• Якубов Равиль Наилевич, канд. техн. наук
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа,
ул. Космонавтов, 1
e-mail: rnyakubov@gmail.com

• Фаттахова Ксения Викторовна, канд. техн. наук
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Преподаватель кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа,
ул. Космонавтов, 1
e-mail: kafedra-rngm@mail.ru

The Authors

• Denislamov Ildar Z., Candidate of Engineering Sciences
Ufa State Petroleum Technological University
Assistant Professor of Oil and Gas Fields Development and Operation Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062,
Russian Federation
e-mail: denislamoviz@mail.ru

• Mindiyarov Fanzil F.
Ufa State Petroleum Technological University
Undergraduate Student of Oil and Gas Fields Development and Operation Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062,
Russian Federation
e-mail: kafedra-rngm@mail.ru

• Yakubov Ravil N., Candidate of Engineering Sciences
Ufa State Petroleum Technological University
Assistant Professor of Oil and Gas Fields Development and Operation Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062,
Russian Federation
e-mail: rnyakubov@gmail.com

• Fattahova Kseniya V., Candidate of Engineering Sciences
Ufa State Petroleum Technological University
Lecturer of Oil and Gas Fields Development and Operation Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062,
Russian Federation
e-mail: kafedra-rngm@mail.ru