



ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЕРМАЛЬНЫХ ПЛАСТОВЫХ ВОД ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕДОБЫЧИ

В данной статье представлены результаты теоретических и экспериментальных исследований снижения вязкости нефти и повышения нефтедобычи путём нагревания нефти. В качестве теплоносителя используются термальные пластовые воды. Предлагаемая технология исключает попадание воды из теплоносителя в нефтесодержащий пласт. При этом решена одна из основных проблем нефтедобычи, связанная с обводнением нефтей и как следствие повышением вязкости нефть-водяных эмульсий, снижающих объёмы добываемой нефти. Высокая обводненность нефти также приводит к повышенной коррозии и выходу из строя нефтепромыслового оборудования. Данная технология не связана с применением нагревательных устройств и с переработкой водо-нефтяных эмульсий и является энергосберегающей и экологичной.

Ключевые слова: нефть, нефть-водяные эмульсии, термальные воды, теплоноситель, тепловое поле, вязкость, нефтедобыча.



Косьянов П.М.
д-р физ.-мат. наук, канд. техн. наук, доцент
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске
профессор кафедры
Гуманитарно-экономических
и естественнонаучных
дисциплин
kospiter2012@yandex.ru



Краснов В.Г.
канд. техн. наук
Филиал ТИУ в
г. Нижневартовске
доцент кафедры
Нефтегазовое дело
nvftgngu@nv-net.ru

Известно, что пластовые воды широко применяются в нефтедобыче. Однако существующие технологии их использования имеют существенный недостаток, связанный с содержанием влаги в нефти. С другой стороны, обводненность месторождений увеличивается из года в год, и эта проблема является одной из серьезных проблем нефтедобывающей отрасли России. Согласно статистике, из четырех тонн добываемой нефтяными компаниями пластовой жидкости на чистую нефть приходится всего одна тонна, остальное – вода. Нефть-водяные смеси или эмульсии можно разделить на два основных типа: «нефть в воде» (Н/В), называемые прямыми, с содержанием воды более 50 %, и «вода в нефти» (В/Н), называемые обратными, с содержанием воды менее 50 %. Содержащаяся в нефти пластовая вода является одной из причин

коррозии труб и оборудования. При этом вязкость нефти возрастает в несколько раз и нефтедобыча соответственно падает.

В работах [1-5,7,8], рассмотрены пути повышения нефтедобычи тепловым воздействием на нефтесодержащий пласт, в том числе закачкой воды в буровой инструмент, её нагреванием с парообразованием и последующим воздействием на пласт. В работе [6] рассмотрен способ снижения вязкости нефти при воздействии тепловыми полями на молекулярном уровне. Однако этот способ требует применения теплонагревателя и соответствующих энергетических и финансовых затрат. В работах [9,10] была предложена другая технология для добычи газа из газогидратных отложений с использованием в качестве теплоносителя термальных пластовых вод из нижележащих горизонтов. В связи с этим в данной статье также предлагается технология добычи нефти, основанная на использовании в качестве теплоносителя горячие термальные воды без их попадания в нефтесодержащий пласт.

Результаты исследований

Для реализации предлагаемой технологии до подошвы пласта-донора бурят материнскую скважину 1 (рис. 1), а затем из материнской

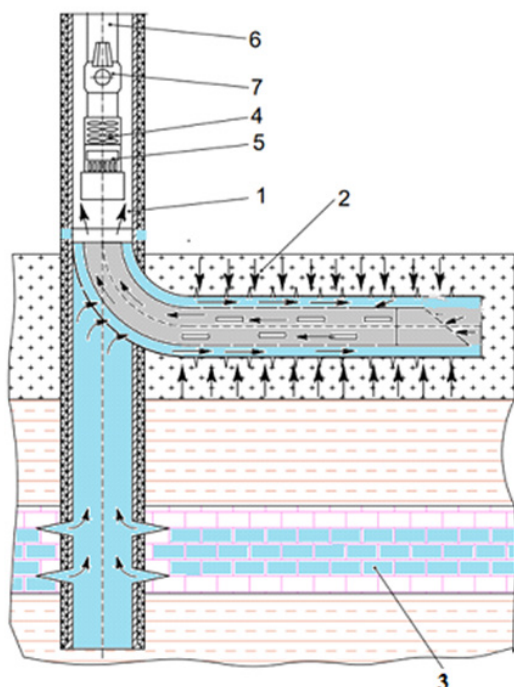


Рис. 1.
Схема технологии добычи нефти с применением в качестве теплоносителя воды из нижележащих пластов-доноров без попадания её в нефтесодержащий пласт:
1 – материнская скважина; 2 – боковой ствол;
3 – пласт – донор; 4 – электроцентробежный насос;
5 – газосепаратор; 6 – насосно-компрессорные трубы;
7 – струйный инжекторный насос.

скважины забуривают боковой ствол с горизонтальным окончанием 2 (перфорированной трубой), пронизывающий нефтесодержащий пласт, протяженностью на несколько сотен метров, с созданием условий внутрискважинной герметичной циркуляции теплоносителя. При этом поступление горячей воды из пласта-донора 3 в ствол материнской скважины и её дальнейшая циркуляция по горизонтальному стволу обеспечивается за счет использования энергии пласта-донора и включения в работу электроцентробежного насоса 4, оснащенного газосепаратором 5. Электроцентробежный насос размещают в эксплуатационной колонне материнской скважины на подвеске насосно-компрессорных труб 6 над кровлей продуктивного пласта. При этом расположенную на поверхности земли станцию управления электроцентробежным насосом программно настраивают на интеллектуальный режим работы электроцентробежного насоса, который оптимизирует отбор объема отбираемой из материнской скважины нефти, с учетом добычных возможностей пласта-донора и содержания нефти в нефтесодержащем пласте. Нефть поступает на прием (во входной модуль) электроцентробежного насоса. Горячую воду, поступающую из добывающей скважины, освобождают от твердых механических примесей (солей, песка) и насосными агрегатами закачивают в нагнетательную (поглощающую) скважину.

Предлагаемое техническое решение позволяет повысить нефтедобычу и является эффективной, энергосберегающей и высокоэкологичной технологией.

В работах [11,12] подробно рассмотрено движение нефти в трубах. Ниже приведен расчет основных параметров при реализации данного способа добычи нефти для залежей нефти северных территорий России.

Примем следующие исходные данные:

Температура устья скважины (на поверхности $H_0=0$) $t_0=+10^{\circ}\text{C}$;

Глубина залегания нефтесодержащего пласта $H_1=800$ м;

Пластовое давление в нефтесодержащем пласте $p_1=8$ МПа;

Температура нефтесодержащего пласта $t_1=+27^{\circ}\text{C}$;

Глубина залегания пласта донора термальной воды $H_2=3000$ м;

Пластовое давление пласта-донора $p_2=30$ МПа;

Температура пласта-донора $t_2=100^{\circ}\text{C}$;

Удельная теплоемкость воды $c=4,2$ кДж/(кг*градус);

Градиент температуры с глубиной $\text{grad } t=(t_2-t_0)/(H_2-H_0)=0,03$ (градус/м);

Коэффициент снижения температуры теплоносителя при его движении из пласта-донора в нефтесодержащий пласт $k=0,2$ (20%);

Величина отбора теплоносителя из пласта-донора, $Q_T=1000$ (м³/сут);

Диаметр и глубина спуска эксплуатационной колонны в материнской скважине: верхняя секция – 194 мм/800 м; нижняя секция 168 мм (от 800 м до 3000 м);

Боковой ствол с горизонтальным окончанием выполнен на глубине 800 м, протяженностью 600 м. Боковой ствол с горизонтальным окончанием оборудован обсадной колонной из насосно-компрессорных труб 146×8 – К ГОСТ 632-80.

Подвеска насосно-компрессорных труб в боковом стволе составлена из насосно-компрессорных труб 102×8 – К ГОСТ 633-80 – 600 м.

Установка электроцентробежного насоса: электроцентробежный насос 7А-1000Э, интеллектуальная станция управления ИУС-03 (Новомет), струйный насос НС-73 (Ижнефтемаш).

Оценка процесса добычи нефти из нефтесодержащего пласта по принятым исходным данным:

1. Количество тепловой энергии (W) при расходе теплоносителя (Q_T) из пласта – донора, передаваемой призабойной области нефтесодержащего пласта в сутки;

$$W=Q_T(t_2-t_1)ср(1-k)=245280 \text{ (КДж/сут);}$$

2. Тепловую мощность теплообменного аппарата рассчитывают по формуле

$$W=Q_T\Delta h$$

где Q_T – расход теплоносителя, кг/с; Δh – изменение удельной энтальпии, Дж/кг.

Изменение удельной энтальпии для однофазных теплоносителей равно:

$$\Delta h=c_p\Delta T;$$

где c_p – удельная изобарная теплоёмкость, Дж/(кг*К); ΔT – изменение температуры однофазного теплоносителя;

3. Температура нефти, поступающей в добывающую скважину, для рассматриваемого примера, $t_n=70^\circ\text{C}$;

4. Вязкость нефти при повышении температуры на $\Delta t_n=40^\circ\text{C}$ снижается в 1,5~2 раза для разных (по вязкости) нефтей. Соответственно во столько же раз возрастает количество поднимаемой нефти.

Таким образом, в статье изложен способ повышения нефтедобычи с использованием термальных вод нижележащих горизонтов. Глубина залегания пласта донора термальных вод достигает порядка 3000 метров. Температура пластовой воды, находящейся под давлением до 30 МПа, составляет порядка 100°C . Для использования в качестве теплоносителя пластовой воды в пласт донор пробуривается материнская скважина, из которой забуривают боковой ствол в нефтесодержащий пласт. Глубина залегания нефтесодержащего пласта порядка

800 м. Температура нефти в пласте около 27°C , давление которого составляет порядка 8 МПа, Устройство стволов исключает попадание воды в нефтесодержащий пласт. Вода циркулирует в стволе материнской скважины и в межтрубном пространстве бокового горизонтального ствола из-за разности давлений между горизонтами. Объем теплоносителя (термальной воды) в сутки составляет порядка 1000 м³, количество переносимого тепла порядка 245280 КДж/сут. При подъеме воды до горизонтального ствола её температура охлаждается до 80°C . Соответственно, нефть в коллекторе пласта в призабойной области нагревается до той же температуры. Вязкость нефти при такой температуре снижается в 1,5-2 раза, во столько же раз возрастает объём добываемой нефти.


Заключение

В статье изложена технология повышения нефтедобычи с использованием термальных вод, которая позволяет экономить на затратах энергии в теплонагревателях и является энергосберегающей. Предлагаемое техническое решение добычи нефти использует одну материнскую скважину в пласте-доноре термальных вод и бокового ствола, забуренного из материнской скважины в нефтесодержащий пласт. Причем, боковой ствол представляет собой устройство типа «труба в трубе», в межтрубном пространстве которого циркулирует теплоноситель (термальная вода), отдающий тепло нефти в призабойной зоне (окружающей боковой ствол). Предлагаемая технология исключает попадание воды из теплоносителя в нефтесодержащий пласт. При этом решена одна из основных проблем нефтедобычи, связанная с обводнением нефтей и как следствие повышением вязкости нефть-водяных эмульсий, снижающих объёмы поднимаемой нефти. Высокая обводненность нефти также приводит к повышенной коррозии и выходу из строя нефтепромыслового оборудования. Данная технология не связана с применением нагревательных устройств и с переработкой водонефтяных эмульсий и является энергосберегающей и экологичной.

Реферат

Разработка новых эффективных и экологически безопасных способов повышения нефтедобычи является одной из основных задач нефтедобывающей отрасли. Одним из важнейших факторов, влияющих на объёмы фильтруемой нефти, является её вязкость. В данной работе представлены результаты исследования снижения вязкости нефти воздействием тепловыми полями. Для этой цели была предложена техно-

логия с использованием в качестве теплоносителя термальных пластовых вод из нижележащих горизонтов. Технологии с использованием термальных вод хорошо изучены и широко применяются. Главной проблемой такой технологии является высокая обводненность добываемой нефти, которая приводит к росту вязкости нефть-водяных эмульсий и, как следствие, снижению нефтедобычи. Высокая обводненность нефти также приводит к повышенной коррозии и выходу из строя нефтепромыслового оборудования. В данной статье предлагается техническое решение для добычи нефти с использованием одной материнской скважины в пласте-доноре термальных вод и бокового ствола, забуренного из материнской скважины в нефтесодержащий пласт. Причем, боковой ствол представляет собой устройство типа «труба в трубе», в межтрубном пространстве которого циркулирует

теплоноситель (термальная вода), отдающий тепло нефти в призабойной зоне (окружающей боковой ствол). Между внешней и внутренней трубами имеется перфорация, которая исключает попадание воды в нефтесодержащий пласт. Предлагаемое техническое решение позволяет проводить закачку горячей нефти через боковой ствол. Через отверстия перфорации нефть проникает во внутреннюю трубу. Дальнейшая циркуляция по горизонтальному стволу обеспечивается за счет использования энергии пласта-донора и включения в работу электроцентробежного насоса, оснащенного газосепаратором. В работе приведены расчёты теплообмена, температур теплоносителя и нефти на разных глубинах. Использование данной технологии позволяет повысить нефтедобычу в 1,5-2 раза и является примером эффективной, энергосберегающей и высокоэкологичной технологии. 

Литература

1. Косьянов П.М. Модель определения и повышения КИН. Проблемы и пути их решения. Инновационные процессы в науке и технике XXI века: материалы XVII Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов, ученых, педагогических работников и специалистов-практиков. Тюмень. 2019. С.8-13. ID: 42688051.
2. Kosianov P.M. Ways to Improve Production Efficiency. Problems and Ways of Their Solution. Journal of Computational and Theoretical Nanoscience. 2019. Vol.16. P.3094-3097. DOI: 10.1166/jctn.2019.8225.
3. Косьянов П.М. Исследования воздействия тепловыми и электромагнитными полями на вязкость нефти. Недропользование XXI век. 2022. №1(77). С.62-65. ID: 49419245.
4. Краснов В.Г., Кревер А.В., Косьянов П.М. Буровой инструмент. Патент РФ 155161. 2015.
5. Косьянов П.М., Краснов В.Г. Оптимизация параметров бурового инструмента для повышения его эффективности. Недропользование XXI век. 2019. №4(96). С.80-85. ID: 37327631.
6. Косьянов П.М., Кольцов Н.И. Способ снижения вязкости нефти. Бултеровские сообщения. 2023. Т.74. №5. С.54-58. DOI: 10.37952/ROI-jbc-RA/23-5-2-14.
7. Иванова Л.В., Стоколос О.А., Генералова Ю.В., Янтураев В.А., Примерова О.В., Мкртычан В.Р. Состав и свойства нефти месторождения Приозерное. Бултеровские сообщения. 2021. Т.68. №10. С.105-109. DOI: 10.37952/ROI-jbc-01/21-68-10-105.
8. Шаалан М.А., Ахмедьянова Р.А. Нефте-, газовая промышленность Саудовской Аравии. Бултеровские сообщения. 2020. Т.63. №9. С.105-112. DOI: 10.37952/ROI-jbc-01/20-63-9-105.
9. Корабельников М.И., Ваганов Ю.В., Аксенова Н.А. Техничко-технологические решения по добыче газа из газогидратных залежей. Территория «НЕФТЕГАЗ». 2023. № 1–2. С. 18–24.
10. Корабельников, М.И., Ваганов Ю. В., Аксенова Н. А., Корабельников, А.М. Способ и устройство для добычи нефтяного газа из осадочных пород с газогидратными включениями. Патент РФ 2 803 769. 2023.
11. Косьянов П.М., Манюкова Н.В. Проектирование компьютерной модели эксплуатации нескольких пластов одной нагнетательной скважины. Математические структуры и моделирование. 2021. №4(60). С.94-108. DOI: 10.24147/2222-8772.2021.4.94-108.
12. Косьянов П.М. Компьютерная модель эксплуатации нескольких пластов одной нагнетательной скважины. Технологические решения строительства скважин на месторождениях со сложными геолого-технологическими условиями их разработки. Библиотечно-издательский комплекс Тюменского индустриального университета. 2021. С.43-60. ID: 48768954.

UDC: 53.09

P.M. Kosianov, Doctor of Physical and Mathematical Sciences, Candidate of Technical Sciences, Associate Professor of Tyumen Industrial University, a branch in Nizhnevartovsk, kospiter2012@yandex.ru

V.G. Krasnov Candidate of Technical Sciences, Associate Professor of the Department of Oil and Gas Engineering, of Tyumen Industrial University, a branch in Nizhnevartovsk, nvftgngu@nv-net.ru

THE USE OF THERMAL RESERVOIR WATERS TO INCREASE OIL PRODUCTION

Abstract: This article presents the results of theoretical and experimental studies of reducing oil viscosity and increasing oil production by heating oil. Thermal reservoir waters are used as a coolant. The proposed technology eliminates the ingress of water from the coolant into the oil-containing reservoir. At the same time, one of the main problems of oil production has been solved, associated with the flooding of oils and, as a result, an increase in the viscosity of oil-water emulsions, which reduce the volume of oil produced. High water content of oil also leads to increased corrosion and failure of oilfield equipment. This technology is not associated with the use of heating devices and with the processing of water-oil emulsions and is energy-saving and environmentally friendly.

Keywords: oil, oil-water emulsions, thermal waters, coolant, thermal field, viscosity, oil production.