

# ТЕХНОЛОГИЯ ВОЗДЕЙСТВИЯ ПАРОВОГО ТЕПЛА И ГОРЯЧЕЙ ВОДЫ НА ПЛАСТ ЧЕРЕЗ НАГНЕТАТЕЛЬНУЮ СКВАЖИНУ

*Самадов А.Х., старший преподаватель «Технологические машины и оборудование» Каршинского инженерно-экономического института.*

*Узбекистан г. Карши.*

*Бойқобилова М.М., стажер преподаватель «Нефтегазовое дело» Каршинского инженерно-экономического института.*

*Узбекистан г. Карши*

*Мажидова Ю.С. Студентка кафедры «Технологических машин и оборудования» Каршинского инженерно-экономического института.*

*Узбекистан г. Карши.*

## *Аннотация*

*Когда паровое тепло и горячая вода воздействуют на пласты вязкой нефти через приводную скважину, тепло воздействует на нефтяные зоны и снижает вязкость нефти, вызывая движение к добывающей скважине. Технология теплового воздействия представлена на рисунке. Такие месторождения расположены в основном в оазисе Сурхандарья.*

## *Annotation*

*When the drilling and blasting layers of oil are exposed to wheat heat and hot water during treatment by the well driver, heat affects the oil zones and reduces the boiling of oil and leads to movement towards the production well. The technology of exposure to heat is shown in the photo. Such deposits are located mainly in the Surhandaryo valley.*

***Ключевые слова:** паровое тепло, тепловые поля, парциальное давление, вязкость, процесс сжатия, межфазный интервал, ход процесса.*

***Key words:** steam heat, thermal fields, partial pressure, viscosity, compression process, interphase interval, process progress.*

При этом традиционном способе теплоносители расчетного объема для парового теплового воздействия перекачиваются через приводные скважины, образуются тепловые борта, направляющие неоттапливаемую воду в сторону добываемой скважины.

Для повышения нефтеотдачи в продуктивном слое изменяют свойства нефти и воды за счет повышения температуры, приводя в движение теплоноситель.

С повышением температуры вязкость масел, их плотность и соотношение между фазами уменьшаются, увеличивается упругость паров, что положительно

сказывается на нефтеактивности. В качестве рабочего агента используется водяной пар или горячая вода, что означает, что они будут иметь высокую удельную теплоемкость и хорошую компрессионную способность масла.

В процессе нагнетания паров в нефтяные пласты, в первую очередь, происходит нагрев нефтяного пласта. При этом пар собирается в пористую фазу и конденсируется. После нагрева слоя осуществляется использование тепла нагретого конденсата, конденсат охлаждается при начальной температуре слоя. При сжатии нефти паром испарение углеводородов под действием парциальных давлений улучшается [1,5].

Здесь два слоя в сжатие фронт сформирован, первый-фронт холодного сжатия, а второй-фронт теплового сжатия. Эти особенности требуют учета динамического расширения теплового поля в пласте в процессе эксплуатации скваи, определения формы типа скважин и расстояния между скважинами. Объем суммарных теплоносителей, нагнетаемых в скважину каждым водителем, определяется исходя из требуемой степени нагрева продуктивного пласта.

Снижение парциального давления обусловлено отсутствием водяного пара в зоне испарения. Легкие компоненты в остаточном масле испаряются и мигрируют к передней границе пористой зоны, что означает, что оно становится жидким и растворяется в масляной связи, образуя границы раствора и увеличивая дополнительную маслянистость. При плотности нефти 934 кг/м<sup>3</sup> при температуре 3750с и атмосферном давлении можно перекачивать около 10% нефти.

При воздействии пара на слой с теплом образуется зона 3 (рис. 1):

- 1) зона сжатия нефти паром;
- 2) зона горячего конденсата, в неэкзотермических условиях работает механизм сжатия масла водой;
- 3) зона сжатия нефти водой пластовой температуры, не подвергающейся термическому воздействию.

Все эти зоны проверяются на взаимодействие друг с другом. При перекачке пара при увеличении добычи нефти из продуктивного пласта снижается вязкость нефти, в результате чего пласт подвергается воздействию и улучшается, расширяется за счет перекачки нефти путем сжатия и улучшается ее растворимость в растворе, увеличивается степень сжатия. За счет повышения температуры вязкость масла уменьшается на большую величину, в основном в диапазоне температур 300-850с.

Снижение вязкости нефти с большой скоростью происходит в начале повышения температуры. С повышением температуры вязкость нефти по сравнению с вязкостью воды быстро снижается и увеличивает коэффициент подвижности нефти, а также влияет на повышение конечной нефтеактивности делает. Снижение вязкости нефти происходит под воздействием тепла, толщина пласта увеличивается, а зона сжатия расширяется.

В процессе сжатия нефти содержащиеся в ней легкие испаряющиеся фракции переходят в зону испарения. В холодной зоне пласта эти фракции

превращаются в жидкость, образуя вал растворов или примесей в передней части паровой зоны. Усиление нефтеотдачи под действием парового тепла приводит к увеличению эффективности режима газонапора, изменению относительной проницаемости и повышению его подвижности.

Через пласт теперь движется пар, который нагревает породу и содержащуюся в ней нефть и перемещает ее к добывающей скважине.

В процессе сжатия нефти эффективность теплоносителя будет зависеть от теплодинамических условий пласта, свойств пластовой жидкости, пористой среды, используемой технологии и других факторов, которые могут варьироваться в широких пределах [3,4,5]..

На механизм сжатия нефти на практике влияют свойства поверхности системы нефть-вода-порода. При повышении температуры уменьшается толщина адсорбции каналов пористости в поверхностно-активном слое молекулы нефти, в результате чего проницаемость слоя для нефти увеличивается. Проверка доказала, что капиллярная проницаемость образцов керна происходит как при низких, так и при высоких температурах. При повышении температуры всасывание капилляров происходит быстрее. При решении вопроса об использовании парового теплового воздействия необходимо учитывать, что толщина продуктивного слоя не меньше 6 метров.

В процессе сжатия нефти паром (если толщина пласта меньше 6 метров) из-за потери тепла через потолок пласта и дно кучи экономический эффект отсутствует.

Глубина заложения пласта с учетом теплопотерь в стволе скважины не должна превышать 1000 метров, так как при повторных 3% теплопотерях на каждые 100 метров глубины возникает большая трудность в обеспечении прочности гребня.

Если теплота, перекачиваемая через скважину, превышает 50% от общей теплопотери в стволе и пласте скважины, то процесс парового теплового воздействия становится неэффективным и экономически невыгодным. Проницаемость слоя не должна быть меньше 0,1 мкм<sup>2</sup>.

Несколько факторов способствуют повышению нефтеактивности при воздействии пара на тепло.

При повышении нефтеотдачи за счет особого действия масла при сжатии паром можно получить несколько факторов:

- за счет снижения вязкости нефти;
- за счет эффекта теплового расширения;
- за счет эффекта вождения;
- за счет режима газнапора;
- за счет увеличения подвижности нефти.

В процессе нагонки теплоносителей в продуктивный пласт (NKIY, BITE) нельзя обойтись без больших потерь тепла, а также потери температуры теплоносителя, нагоняемого над скважиной до дна скважины.

Одним из важнейших параметров является энтальпия теплоносителя, нагнетаемого на дно скважины (количество тепла в единице массы).

Для определения энтальпии необходимо знать потери тепла в наземных коммуникациях (от парогенераторов до скважин с паровым приводом), в стволе скважины, в продуктивном слое. Поскольку точно определить теплотери сложно, используются упрощенные расчеты. Пар или горячая вода поступают в скважину по трубопроводам, наружная поверхность которых защищена от тепла, или по трубопроводам, заглубленным глубоко в землю.

В трубопроводах, когда режим течения теплоносителей стабилен, а конвекционные процессы теплообмена относительно поверхности труб быстро стабилизируются, устанавливаются устойчивые тепловые и гидродинамические режимы во внутритрубном потоке.

В технологии ВІТЕ тепловые границы формируются вокруг каждой приводной скважины, а затем происходит перемещение перекачиваемой холодной воды в середину приводной скважины. Размер обода теплоносителей определяется для каждого месторождения с учетом геологического расположения кучи, типа коллектора, физико-химических свойств. Этот объем обычно принимается равным значению  $0,6 \div 0,8$  объема пористости слоя, после чего отводится холодная вода, равная двум-трем объемам пористости слоя.

Коэффициент нефтеотдачи при использовании тепловых методов равен  $0,25 \div 0,27$  в нефтехранилищах с высокой вязкостью.

Применяется при термическом способе и при воздействии горячей воды, когда глубина залежи составляет 700-800 метров. При использовании методов ВІТЕ и *isbte* для извлечения одной тонны нефти используется от 0,5 до 10 тонн теплоносителя. Себестоимость добычи нефти методами ВІТЕ и ISBTE стоит в 2-3 раза выше, чем метод затопления.

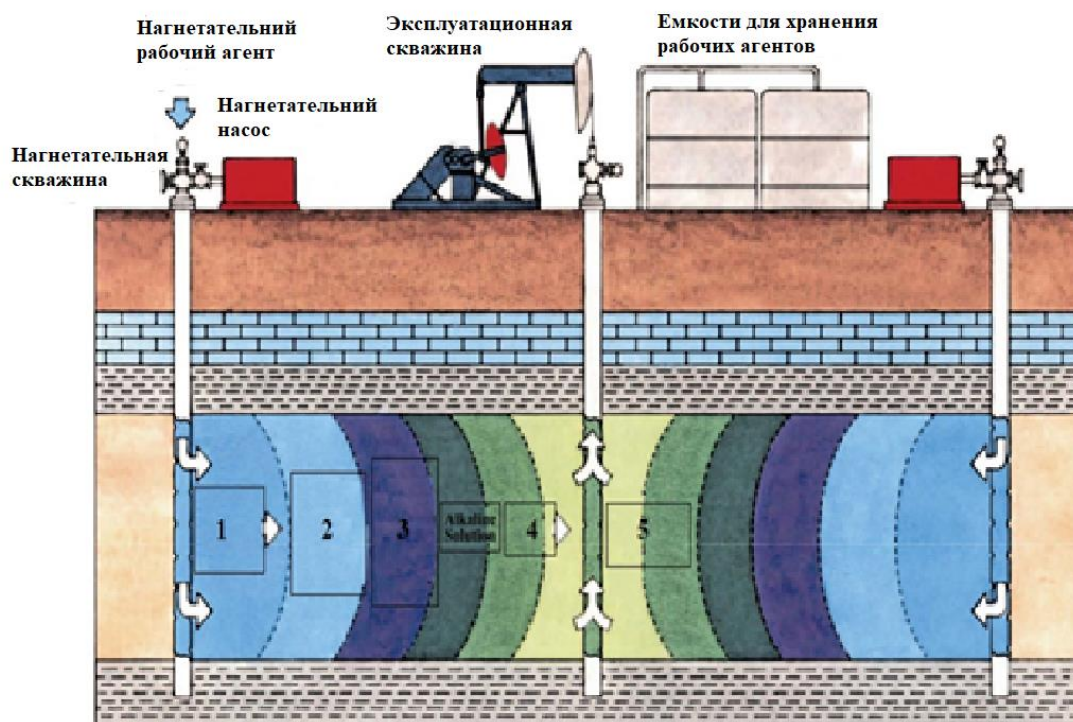
Перекачивание водных растворов, реагентов и щелочных реакций в нефтяной пласт называется – методом перекачивания щелочных водных растворов. Применение этого метода широко практиковалось в 1970 году в экспериментально – промышленной форме. Основными механизмами сжатия являются уменьшение силы тяжести в межфазном пространстве путем эмульгирования: изменение смачки (образование небольшой дисперсии) и смачивание горных пород. Эти механизмы основаны на реакции нейтрализации кислых компонентов нефти с образованием мыльных щелочей, которые мигрируют под действием силы на границе фаз и стремятся к системе термодинамического равновесия [2,3].

Наименьшее гравитационное притяжение между фазами создает массовые щелочи в диапазоне I со значением от 0,005 до 0,5%. Наибольшая интенсивность формируется на границе раздела фаз II в интервале 20 – 40 минут. Он имеет межфазную гравитацию 0,001 МН / м. происходит при снижении до. При нанесении щелочного водного раствора угол смачивания породы уменьшается. Во II фазе он поглощается и гидрофобизируется на поверхности породы. Щелочные



растворы возвращают исходные свойства фазе III Хи и гидрофилируются. Формирование V –й фазы: в слое эмульсия снижает подвижность водной фазы.

Таким образом, масло получают путем эмульгирования в щелочной раствор в пористой среде и капиллярного смешивания с противоточным потоком.



**Рисунок 1. Возведение горячего водного раствора**

1-область выталкивания жидкости (Вода); 2-область пресной воды с буфером защиты полимера; 3-область водной смеси полимера для контроля подвижности; 4-масляная стенка (вал); 5-область промывки после гидратации.

### **ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ ЛИТЕРАТУРЫ**

1. Мирзаев Э.С., Самадов А.Х., Шоназаров Э.Б., Камолов Б.С., Солестойкие буровые растворы. Научный журнал-Международный академический вестник. г.Уфа. 2020. № 12 (44). с.100-102.

2. Самадов А.Х., Шоназаров Э.Б., Пардакулов И.А., Шукуров А.Ш., Бурение и крепление скважин в солях // Школа Науки/Научный журнал. -Москва 2020. № 6 (31) 35-36 с.

3. Абдирахимов И.Э., Бурунов Ф.Э., Курбанов А.Т., Самадов А.Х., Технология переработки тяжелых нефтей и нефтяных остатков путем применения криолиза. Научно-практический электронный журнал. Томск, Россия декабр. 2019 г № 12 (39) 310-313 с.

4. Мирзаев Э.С., Самадов А.Х. "Обоснование применения облегченной буровой смеси, используемой при бурении пластов низкого давления" Электронное научно-практическое периодическое издание «Экономика и социум» <http://www.iupr.ru> стр 764-768.