

16. Поспелов Г.Л. Парадоксы, геолого-физическая сущность и механизмы метасоматоза. Новосибирск: 1973. 355 с.

17. Савко А.Д., Шевырев Л.Т. Ультратонкое золото. Тр. НИИ геологии ВГУ. Вып. 6. Воронеж. Изд-во Воронеж. ун-та. 2001. 151 с.

18. Савко А.Д. и др. Литология и фации донеогеновых отложений Воронежской антеклизы. Тр. НИИ геологии ВГУ. Вып. 3. Воронеж: Изд-во Воронеж. ун-та. 2001. 201 с.

19. Сиротин и др. Литологические и геохимические особенности песчаных толщ альба и

сеномана Воронежской антеклизы и их палеогеографическое значение // Литология и полезные ископаемые. 2005. № 2. С. 1 - 13.

20. Сиротин В.И., Цепин А.И. Значение рентгеноспектрального анализа в изучении бокситов (на примере КМА и северной Онеги) // Литология и полезные ископаемые. 1988. № 2. С. 65 – 85.

21. Фролов В.Т. Литология. Т. 1. М.: 1992. 336 с.

УДК.622.373

ИННОВАЦИОННЫЕ МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

Хайитов О.Г., Акрамов Б.Ш., Нурутдинов Ж.Ф.

АННОТАЦИЯ

В статье приведены общие направления методов повышения нефтеотдачи пластов и основное внимание уделено паротепловым методам.

На основе классификации методов повышения нефтеотдачи показано, что тепловые методы (в особенности паротепловые) являются наиболее благоприятными при их применении на месторождениях с глубиной порядка 1000 метров.

Приведена технология циклической закачки пара и указаны основные этапы данного процесса. Даны рекомендации по технологии проведения паротепловой обработки.

На примере месторождений Ляльмикар и Кокайты показана эффективность применения паротеплового воздействия для залежей с высоковязкими нефтями.

Мақолада уюмларнинг нефтбараолишлигини ошириш борасида умумий тушунчалар берилиши билан бир қаторда иссиқ буғ билан ишлов бериш усулларига алоҳида ўрин ажратилган.

Нефтбараолишлик коэффициентини ошириш усулларини таснифлаш асосида иссиқлик усуллари (айниқса иссиқ буғ билан ишлов бериш) чуқурлиги 1000 метргача бўлган кудукларда ишлатилгандаги самарадорлик асослаб берилган.

Кудукга иссиқ буғни циклик тарзда ҳайдаш ва уларнинг технологияларини изохлаш билан бир қаторда бу усулни қўллаш бўйича тавсиялар берилган. Ляльмикор ва Кокайти конлари мисолида юқори қовушқоқли нефт конларида иссиқ буғ билан ишлов бериш самарадорлиги кўрсатиб берилган.

ABSTRACT

In article are given general directions of methods of increasing layer's petroreturn and the basic attention made on steam-thermal methods.

On the basis of classification of methods of increasing petroreturn it is shown that thermal methods (in particular steam-thermal) are optimum at their application on fields with depth approximately 1000 meters.

There is shown cyclic technology of repressing the steam and represented the basic stages of the given process. There are made recommendations about carrying out technology of steam-thermal treating.

On an example of Lyalmikar and Kokayti fields is shown efficiency of application steam-thermal impact on reservoirs with the high-viscosity petroleum.

Как известно, нефтеотдача пласта зависит от множества факторов. Обычно выделяют факторы, связанные с технологией извлечения нефти из пластов в целом. Поэтому нефтеотдачу можно представить в следующем виде:

$$K_{\text{нефть}} = K_{\text{выт}} * K_{\text{охв}} * K_{\text{зав}} \quad (1)$$

где $K_{\text{выт}}$ – коэффициент вытеснения нефти из пласта, $K_{\text{охв}}$ – коэффициент охвата пласта разработкой, $K_{\text{зав}}$ – коэффициент заводнения месторождения.

Коэффициентом вытеснения ($K_{\text{выт}}$) нефти водой называют отношение объема нефти, вытесненной водой из образца породы или модели пласта до полного обводнения получаемой

продукции, к начальному объему нефти, содержащейся в образце породы или модели пласта:

$$K_{\text{выт}} = \frac{V_{\text{нн}}}{V_{\text{в}}}, \quad (2)$$

где $V_{\text{нн}}$ – начальный объем нефти, $V_{\text{в}}$ – объем нефти, вытесненный каким-либо агентом из образца породы или модели пласта.

Поскольку для вытеснения нефти из образца породы или модели пласта можно использовать не только воду, но и любой другой агент (газ, спирты, пены и другие), то следует дать более общее определение коэффициента вытеснения, характеризующего полноту вытеснения нефти в

лабораторных условиях из образца породы или модели пласта.

Для характеристики полноты вытеснения нефти водой из модели пласта за определенный промежуток времени, а также за безводный и водный периоды можно пользоваться коэффициентами вытеснения за эти периоды, понимая под ними долю нефти от первоначального ее содержания, полученную из образца породы соответственно за определенный промежуток времени, за безводный и водный периоды вытеснения.

Коэффициент охвата пласта воздействием ($K_{\text{охв.}}$) определяется как отношение объема продуктивного пласта, охваченного вытеснением, к начальному нефтенасыщенному объему пласта:

$$K_{\text{охв.}} = \frac{V_{\text{пв}}}{V_{\text{п}}}, \quad (3)$$

где $V_{\text{пв}}$ – объем залежи, охваченный процессом вытеснения, $V_{\text{п}}$ – начальный нефтесодержащий объем залежи.

Коэффициент заводнения зависит от большого числа факторов. Поэтому удобно представлять его в виде произведения целого ряда коэффициентов, учитывающих влияние того или иного фактора, оказывающего соответствующее воздействие на общий коэффициент охвата:

$$K_{\text{зав}} = K_{01} \times K_{02} \times K_{03} \times K_{04} \times K_{05}, \quad (4)$$

где K_{01} – коэффициент охвата, учитывающий влияние неоднородности пласта по проницаемости, K_{02} – коэффициент охвата залежи, зависящий от сетки скважин, учитывающий прерывистость продуктивного пласта, то есть зональную неоднородность, K_{03} – коэффициент охвата, учитывающий потери нефти в зоне стягивающего ряда скважин, K_{04} – коэффициент охвата, учитывающий потери нефти в зоне разрезающего ряда скважин, K_{05} – коэффициент охвата, учитывающий потери нефти на невыработанных участках залежи. Таким образом, КИН – это относительная величина, показывающая, какой объем нефти от начальных балансовых запасов извлекается или может быть извлечен из выработанной или предположительно выработанной залежи до предела экономической рентабельности эксплуатации и является показателем завершения процесса разработки или такого, который предполагается завершить в

определенных условиях. Из определения следует, что он не характеризует физически возможную предельную полноту нефтеизвлечения, показывая только ту долю нефти, которая может быть извлечена из залежи при разработке ее до экономически целесообразного предела. Таким образом, понятие «коэффициент нефтеотдачи» является, по существу, условным: оно определяет только ту часть балансовых запасов, извлечение которых экономически целесообразно.

В целях увеличения экономической эффективности разработки углеводородного сырья, сокращения прямых капиталовложений, а также создания оптимальных условий для реинвестирования капитала применяются различные способы повышения нефтеотдачи во время всего срока разработки месторождения, который разделен на три основных этапа (схема 1). На первом этапе для добычи нефти по возможности используется естественная энергия месторождения (пластовое давление), в том числе упругая энергия, энергия растворенного газа, законтурных вод, газовой шапки, а также потенциальная энергия гравитационных сил. На практике при разработке месторождений в естественном режиме объем нефтеотдачи варьируется от 5% до 15%.

На втором этапе реализуются методы поддержания пластового давления путем закачки воды, которые обеспечивают нефтеотдачу на уровне от 20% до 60%. На третьем этапе, когда месторождение уже характеризуется высокой степенью обводненности и истощенности (схема 1), для повышения эффективности разработки применяются методы увеличения нефтеотдачи, которые и являются целевым объектом нашего исследования. Именно эти методы повышают уровень нефтеотдачи пласта на 35–75%.

В настоящее время под современными третичными МУН при всем их многообразии, как правило, понимают следующее:

- Вытеснение газом — закачка двуокиси углерода (CO_2), азота (воздуха) или газа
- Физико-химические методы — закачка химреагентов (например, щелочь, поверхностно активное вещество (ПАВ) или полимер).
- Тепловые (термические) методы — закачка пара
- Бурение горизонтальных стволов с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП), заключающееся в проведении гидropескоструйной перфорации через насосно- компрессорные трубы с последующим ГРП за одну операцию.



Схема 1. Методы нефтеотдачи пластов.

Мировой опыт свидетельствует о возможности увеличения нефтеотдачи за счет применения газовых методов на 5-10%, физико-химических — на 3-8% и тепловых — на 15-20%². По нашим оценкам, на тепловые проекты приходится около 50% добычи от МУН во всем мире, на закачку азота и CO₂ — 45%, на химические методы — всего 5% (рис. 1). В США наиболее широкое распространение получили газовые и термические МУН.

Международное энергетическое агентство приводит расширенные критерии применения МУН, к которым относятся глубина, степень

извлечения на текущий момент, температура, плотность, проницаемость, тип породы.

В целом их применимость привязана к двум основным критериями: глубине продуктивного пласта и физико-химическим свойствам нефти (прежде всего плотности и вязкости). Представлена оценка критериев выбора метода средних российских показателей (за исключением сверхтяжелой и/или битуминозной нефти). По мере увеличения вязкости плотности) нефти и глубины ее залегания определяется возможность извлечения определенным методом. Таким образом, химические методы можно вести на глубине до 2500 метров, а тепловые — до 1000 метров.

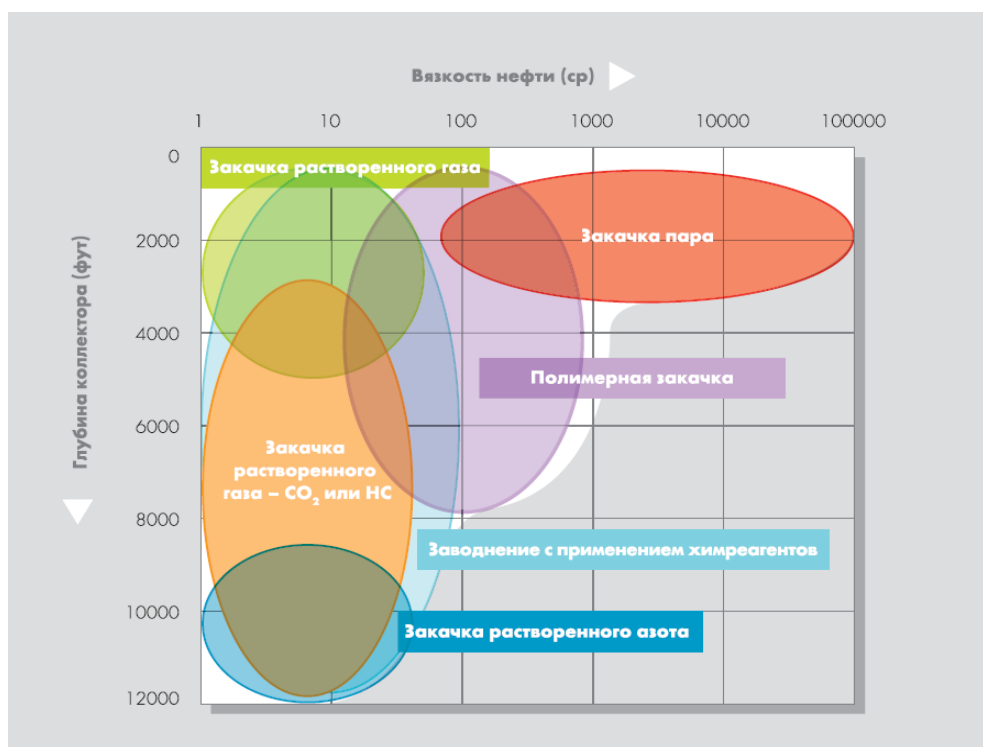


Рис. 1. Мировой опыт о возможности увеличения нефтеотдачи пластов.

Циклическое нагнетание пара в пласты, или пароциклические обработки добывающих скважин, осуществляют периодическим прямым нагнетанием пара в нефтяной пласт через добывающие скважины, некоторой выдержкой их в закрытом состоянии и последующей эксплуатацией тех же скважин для отбора из пласта нефти с пониженной вязкостью и сконденсированного пара. Цель этой технологии заключается в том, чтобы прогреть пласт и нефть в призабойных зонах добывающих скважин, снизить вязкость нефти, повысить давление, облегчить условия фильтрации и увеличить приток нефти к скважинам.

Механизм процессов, происходящих в пласте, довольно сложный и сопровождается теми же явлениями, что и вытеснение нефти паром, но дополнительно происходит противоточная капиллярная фильтрация, перераспределение в микронеоднородной среде нефти и воды (конденсата) во время выдержки без отбора жидкости из скважин. При нагнетании пара в пласт он, естественно, внедряется в наиболее проницаемые слои и крупные поры пласта. Во время выдержки в прогретой зоне пласта происходит активное перераспределение насыщенности за счет капиллярных сил: горячий конденсат вытесняет, замещает маловязкую нефть из мелких пор и слабопроницаемых линз (слоев) в крупные поры и высокопроницаемые слои, то есть меняется с ней местами.

Именно такое перераспределение насыщенности пласта нефтью и конденсатом и является физической основой процесса извлечения нефти при помощи пароциклического воздействия на пласты. Без капиллярного обмена нефтью и конденсатом эффект от пароциклического воздействия был бы минимальным и исчерпывался бы за первый цикл

Паротепловая обработка скважин, как метод интенсификации притока нефти и повышения продуктивности эксплуатации скважин, основанный на искусственном увеличении температуры в их стволе и призабойной зоне. Применяется в основном при добыче высоковязких парафинистых и смолистых нефтей. Прогрев приводит к разжижению нефти, расплавлению парафина, смолистых веществ, осевших в процессе эксплуатации скважин на стенках, подъёмных трубах и в призабойной зоне. При возобновлении эксплуатации эти вещества выносятся вместе с нефтью на поверхность. Скважины, снизившие дебит из-за парафинизации призабойной зоны, восстанавливают его после тепловой обработки скважин.

Прогрев осуществляют закачкой в пласт нагретого жидкого теплоносителя (нефть, газолин, керосин, дизельное топливо, вода), циклич. паротепловой, электротепловой, термокислотной обработками, электромагнитным и термоакустичными воздействиями.

Закачка нагретого жидкого теплоносителя в скважину производится на малониях вязких смолистых и парафинистых нефтей,

расположенных на глубине до 1,5 км. Её проводят двумя способами: не прекращая эксплуатации или с остановкой работы скважины. При непрерывной работе глубинного насоса горячую жидкость закачивают через затрубное пространство. Из остановленной скважины перед закачкой извлекается насос, в кровле продуктивного пласта устанавливается пакер, после чего теплоноситель закачивается по трубам и продавливается в призабойную зону. Затем пакер вынимается, опускается насос и возобновляется эксплуатация скважины.

Циклическая паротепловая обработка применяется на месторождениях глубине до 1000 м с высоковязкими (св. 50 МПа с) и (или) парафинистыми нефтями. В остановленную скважину, оборудованную термостойким пакером или без него (при глуб. до 500 м), по насосно-компрессорным трубам нагнетают насыщенный сухой пар. Затем скважину герметизируют и выдерживают 2-5 сут., после чего спускают насосное оборудование и возобновляют эксплуатацию. Прогретая зона сохраняется 2-3 мес.

Большой опыт паротепловой циклической обработки ПЗС накоплен на промыслах Джаркурганнефти.

В Сурхандарии обрабатывались скважины глубиной 730 - 830 м, с дебитом ОД - 4 т/сут. Продолжительность паротепловой обработки изменялась от 7,5 до 21 сут. при средней 13,85 сут. Время выдержки после закачки пара 0,5 - 0,8 сут. Давление закачки пара на устье 0,24 - 4,5 МПа, в среднем 1,5 МПа. Температура на устье 125 - 256 °С, в среднем 186,4 °С. Расход пара на одну обработку 196 -1904 т при среднем 568,6 т.

Температура на забое до обработки 13 -18 °С, в среднем 16,19 °С. После обработки 72: 256 °С, в среднем 123 °С. Средний дебит до обработки (по 15 скважинам) 1,212 т/сут при колебаниях от 0,1 до 4 т/сут.

Количество введенной в скважину теплоты на одну обработку 5,44 - 931,65 млн. кДж, в среднем 194,72 млн. кДж на 1 обработку.

Продолжительность эффекта 48 -1698 сут, в среднем 711,5 сут. Дополнительно добыто нефти от 28 до 1905 т/скв, в среднем 585 т/скв. Удельный расход пара 0,12 - 9,31 т/т при среднем удельном расходе пара 1,94 т/т.

Тепловая обработка ПЗС успешно применяется не только для интенсификации притока в добывающих скважинах, но и для нагнетательных скважин. Тепловая обработка особенно важна при переводе добывающих скважин под нагнетание воды (месторождений Ляльмикар скв. № 84,68, месторождений Какайты скв. №80) или, другими словами, для освоения нагнетательных скважин разрезающих рядов после отработки их на нефть. Особенно если пластовые температуры низкие и содержание парафинов и асфальтосмолистых веществ в нефти большое.

При тепловой обработке ПЗС иногда используются передвижные паровые установки (ППУ) для депарафинизации НКТ в скважинах и

выкидных линиях. ППУ - это прямоточный паровой котел небольшой производительности, установленный на шасси грузового автомобиля. Производительность такой установки 1 т/ч пара при давлении до 10 МПа. Температура уходящего пара до 310°C. Вследствие малой производительности для параллельной работы используют до шести ППУ. Это хотя и дает технологический эффект, но в конечном счете экономически не оправдывается.

Однако, электропрогревом, вследствие малой теплопроводности горных пород, не удастся прогреть более или менее значительную зону, и радиус изотермы с избыточной температурой 40°C, как показывают расчеты и исследования, едва достигает 1 м.

При закачке теплоносителя радиус зоны прогрева легко доводится до 10 - 20 м, но для этого требуются стационарные котельные установки - парогенераторы. При периодическом электропрогреве ПЗС в скважину на специальном кабеле-тросе спускают на нужную глубину электронагреватель мощностью несколько десятков кВт. Повышение мощности приводит к повышению температуры в зоне расположения нагревателя до 180 - 200 °C, вызывающее образование из нефти кокса.

Практика использования электропрогрева ПЗС показала, что температура на забое стабилизируется через 4-5 суток непрерывного прогрева. В некоторых случаях стабилизация наступает через 2,5 сут. Измерения температуры по стволу скважины показали, что нагретая зона распространяется примерно на 20 - 50 м вверх и на 10-20 м вниз от места установки электронагревателя. После его отключения температура на забое падает со скоростью примерно 3 - 5 °C/ч. Поэтому пускать скважину в работу после электропрогрева необходимо без промедления. Эффект прогрева держится примерно 3-4 месяца. Повторные прогревы, как правило, показывают снижение эффективности.

Основные недостатки метода:

1. Необходимость применения чистой высококачественной воды для парогенератора. Обработка воды химическими реагентами.
2. Вытеснение нефти паром из песчаных пластов после прогрева к добывающим скважинам сопровождается выносом песка, а из глинистых пластов - снижением проницаемости.
3. При глубине больше 1000 м происходит потеря теплоты до 45%.

ЛИТЕРАТУРА

1. Akramov B.Sh., Hayitov O.G. Neft va gaz gazni tozalash asbob-uskunalari. Darslik. – Т.: «Adolat», 2008.
2. Agzamov A.H. Neftkonlarini ishlash va loyihalashtirish. Darslik - Toshkent 2005 y.
3. Хайитов О.Г., Оценка конечной нефтеотдачи пластов методом многофакторного регрессионного анализа. // Узбекский

геологический журнал. Т.: «УзАН», 1997г., №-1, с. - 70-73.

4. Агзамов А.Х., Холисматов И., Акрамов Б.Ш., Хайитов О.Ф., Зокиров А.А. Юкори қовушқокли нефть конлари захираларидан самарали фойдаланиш муаммолари. //Вестник ТашГТУ, Т.: «ТошДТУ», 2001й., №3. 3-5 -б.

5. Акрамов Б.Ш., Хайитов О.Г., Освоение нефтяных и газовых месторождений в условиях аномально высоких пластовых давлений. //Институт проблем моделирования в энергетике. Киев-2003г., Выпуск № 21, с. - 113-118.

6. Акрамов Б.Ш., Хайитов О.Г., Толипов К.К. Исследование зависимости вязкости нефти от давления на примере разрабатываемых месторождений. //Вестник ТашГТУ, «ТашГТУ», №2, 2004 г., с. - 105-110.

7. Закиров С.Н. и др. - Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа часть. 2. М: 2009г. 484с.

8. Акрамов Б.Ш., Хайитов О.Г., Нуриддинов Ж. Вытеснение нефти водой под действием электрического поля. Europäische Fachhochschule. №11. 2015., Stuttgart, Germany. –с. 38-39.

9. Акрамов Б.Ш., Хайитов О.Г., Умедов Ш.Х., Нуриддинов Ж.Ф. Технологии подготовки воды для заводнения залежей нефти. MATERIAŁY X MIĘDZYNARODOWEJ NAUKOWI-PRAKTYCZNEJ KONFERENC «PERSPEKTYWICZNE OPRACOWANIA SĄ NAUKĄ I TECHNIKAMI - 2014» 07 - 15 listopada 2014 roku Volume 20 Techniczne nauki Chemia i chemiczne technologie. Przemysł. Nauka i studia – с.58-63.

9. Хайитов О.Г. “О формировании аномально высоких и аномально низких пластовых давлений”. // VI Международная научно-практическая конференция. «GLOBAL SCIENCE AND INNOVATIONS 2019: CENTRAL ASIA». НУП-СУЛТАН – 2019. IX Том. –С. 82-86.

10.О.Г. Хайитов, Н.К. Набиева, Ш.Н. Махмудов «Оценка степени влияния плотности сетки скважин на коэффициент нефтеизвлечения подгазовых нефтяных залежей» Известия высших учебных заведений. Горный журнал 2013. №6 ст.46-50. <https://elibrary.ru/item.asp?id=20310682>

11.Akramov B. Sh., Khaitov O.G., Nuriddinov J.F., «Oil displacement by water in an electric field». Europäische Fachhochschule. European Applied Sciences № 11. 2015., Stuttgart, Germany. –С. 38-39.

12.Агзамов А.А., Хайитов О.Г., Каршиев А.Х. «О степени влияния темпа отбора жидкости на темп отбора нефти на различных стадиях разработки залежей, представленных карбонатными коллекторами». Уралский.: Известия вузов. Горный журнал №4,2016., -С. 36-46. <https://elibrary.ru/item.asp?id=26180127>

13. Агзамов А.А. Хайитов О.Г. «Оценка степени влияния деформации коллектора на коэффициент продуктивности скважин месторождения Северный Уртабулак». Горный информационно-аналитический бюллетень. № 9, 2016.,-С. 185–193.

<https://cyberleninka.ru/article/n/otsenka-stepeni-vliyaniya-deformatsii-kollektora-na-koeffitsient-produktivnosti>

14. Агзамов А.Х., Хайитов О.Г., Рустамов М.У., Халимов О.А. «Сопоставление темпов падения пластового давления залежей нефти в инфильтрационных и элизионных водонапорных системах». Кончилик хабарномаси. Навои., № 4. 2016., -С. 58-59.

15. Агзамова А.Х., Хайитова О.Г., Матниязова О.П. «Решение некоторых задач разработки газовых месторождений на основе оценки их запасов различными методами». //Узбекский журнал нефти и газа. Т.: НХК «Узбекнефтегаз», №4, 2017., -С.32-35.

16. Агзамова Х.А., Хайитов О.Г. «Состояние и перспективы утилизации попутных нефтяных газов на месторождениях Узбекистана». Austrian Journal of Technical and Natural Sciences. Vienna. « № 1–2 2018. January–Februaru. –С. 16-18.

17. Хайитов О.Г., Каршиев А.Х., Хамроев Б.Ш. «Анализ эффективности бурения горизонтальных скважин на месторождении Южный Кемачи». Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. «НИПИнефтегаз УГТУ» ООО. Г.Ухта. №7. 2018, –С. 5-8. <https://cyberleninka.ru/article/n/analiz-effektivnosti-bureniya-gorizontalnyh-skvazhin-na-mestorozhdenii-yuzhnyu-kemachi>