

УДК 622.275/276; <https://doi.org/10.37878/2708-0080/2024-1.07>
<https://orcid.org/0000-0002-4776-2251>
<https://orcid.org/0000-0003-3459-0513>
<https://orcid.org/0000-0002-2477-9288>
<https://orcid.org/0000-0003-1588-3144>
<https://orcid.org/0000-0002-5615-2711>
<https://orcid.org/0000-0003-1721-119X>
<https://orcid.org/0000-0002-3163-153X>
<https://orcid.org/0000-0001-9999-1243>

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО МЕТОДА ИНТЕНСИФИКАЦИИ И СТАБИЛИЗАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОГО КАЗАХСТАНА



М.Д. БИСЕНГАЛИЕВ¹,
кандидат технических
наук, ассоц. профессор,
maks_bisengali@mail.ru



Г.Ш. ДОСКАЗИЕВА¹,
кандидат технических
наук, ассоц. профессор,
doskaziyeva.gulsin@gmail.com



О.Ш. ТУЛЕГЕНОВА¹,
кандидат технических
наук, ассоц. профессор,
olympiada70@mail.ru



Р.У. БАЯМИРОВА²,
кандидат технических наук,
ассоц. профессор,
ryskol.bayamirova@yu.edu.kz



А.Р. ТОГАШЕВА²,
кандидат технических наук,
ассоц. профессор,
aliya.togasheva@yu.edu.kz



М.Д. САРБОПЕЕВА²,
PhD, ассоц. профессор,
manshuk.sarbopayeva@yu.edu.kz

А.Г. ГУСМАНОВА², кандидат технических наук, профессор, aigul.gusmanova@yu.edu.kz
А.А. ЖӘҢГІРХАНОВА³, магистрант, инженер, a.zhanggirkhanova@satbayev.university

¹НАО «АТЫРАУСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ НЕФТИ И ГАЗА ИМ. САФИ УТЕБАЕВА»,
Республика Казахстан, 060027, г. Атырау, ул. М.Баймуханова, 45а

²КАСПИЙСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ТЕХНОЛОГИИ И ИНЖИНИРИНГА ИМ. Ш. ЕСЕНОВА,
Республика Казахстан, 130000, г. Актау, 32 мкр

³НАО «КАЗАХСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ ИМ. К. И. САТПАЕВА»
Республика Казахстан, 050013 г. Алматы, ул. Сатпаева, 22

Представлены исследования по определению эффективности проведенных работ интенсификации добычи нефти на месторождениях Западного Казахстана. На основании полученных результатов разработаны рекомендации по дальнейшему применению методов интенсификации добычи нефти для условий месторождений Западного Казахстана. Наиболее высокого значения коэффициента вытеснения нефти (КИН) при разработке месторождений высоковязких нефтей можно достигнуть при применении тепловых методов добычи.

Для снижения вязкости на практике используется глубокий прогрев призабойной зоны, осуществить который возможно с помощью электротепловой обработки призабойной зоны пласта, паротепловой обработки скважин, с использованием внутрискважинного твердотопливного теплогазогенератора и т.д.

Предлагается комбинированный способ подогрева, который дает возможность нагрева продукции скважины. Нагрев осуществляется за счет солнечной батареи круглый год. При снижении активности солнца автоматически переключается на постоянный электрический ток. Этот способ от всех способов отличается тем, что солнечная батарея обеспечивает электричеством постоянно и уменьшает потребление электроэнергии.

Приведены результаты исследования оптимальной температуры прогрева призабойной зоны пласта, потенциального дебита скважин при данной температуре и вязкости нефти. Даны рекомендации по использованию наиболее рационального способа осуществления прогрева призабойной зоны скважин месторождений Западного Казахстана.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: высоковязкие нефти, паротепловая обработка, электроннагреватель, обводненность пласта, солнечная батарея, блок распределитель, кабель нагреватель.

БАТЫС ҚАЗАҚСТАН КЕН ОРЫНДАРЫНДА МҰНАЙ ӨНДІРУДІ ҚАРҚЫНДАТУ МЕН ТҰРАҚТАНДЫРУДЫҢ ТИІМДІ ӘДІСІН ТАҢДАУ

М.Д. БИСЕНГАЛИЕВ¹, техника ғылымының кандидаты, қауымдастырылған профессор, maks_bisengali@mail.ru

Г.Ш. ДОСКАЗИЕВА¹, техника ғылымының кандидаты, қауымдастырылған профессор, doskazyeva.gulsin@gmail.com

О.Ш. ТУЛЕГЕНОВА¹, техника ғылымының кандидаты, қауымдастырылған профессор, olympiada70@mail.ru

Р.У. БАЯМИРОВА², техника ғылымының кандидаты, қауымдастырылған профессор, ryskol.bayamirova@yu.edu.kz

А.Р. ТОГАСHEBA², техника ғылымының кандидаты, қауымдастырылған профессор, aliya.togasheva@yu.edu.kz

М.Д. САРБОПЕЕВА², PhD докторы, қауымдастырылған профессор, manshuk.sarbopayeva@yu.edu.kz

А.Г. ГУСМАНОВА², техника ғылымының кандидаты, профессор, igul.gusmanova@yu.edu.kz

А.А. ЖӘҢГІРХАНОВА³, магистрант, инженер, a.zhanggirkhanova@satbayev.university

¹С. ӨТЕБАЕВ АТЫНДАҒЫ АТЫРАУ МҰНАЙ ЖӘНЕ ГАЗ УНИВЕРСИТЕТІ,
Қазақстан Республикасы, 060027, Атырау қаласы, Баймұханов көшесі, 45а

²Ш. ЕСЕНОВ АТЫНДАҒЫ КАСПИЙ МЕМЛЕКЕТТІК ТЕХНОЛОГИЯ
ЖӘНЕ ИНЖИНИРИНГ УНИВЕРСИТЕТІ,
Қазақстан Республикасы, 130000, Ақтау қаласы, 32 мкр.

³Қ.И. СӘТБАЕВ АТЫНДАҒЫ ҚАЗАҚ ҰЛТТЫҚ ТЕХНИКАЛЫҚ ЗЕРТТЕУ УНИВЕРСИТЕТІ
Қазақстан Республикасы, 050013, Алматы қаласы, Сатпаева, 22

Бұл мақалада Батыс Қазақстан кен орындарында мұнай өндіруді қарқындату бойынша жүргізілген жұмыстардың тиімділігін анықтау зерттеуі қарастырылған. Алынған нәтижелер негізінде Батыс Қазақстан кен орындарының жағдайлары үшін мұнай өндіруді қарқындату әдістерін одан әрі қолдану бойынша ұсыныстар әзірленді. Тұтқырлығы жоғары мұнай кен орындарын игеру кезінде мұнай алу коэффициентінің (МАК) ең жоғары мәніне өндірудің жылулық әдістерін қолдану арқылы қол жеткізуге болатындығы анықталды.

Тұтқырлықты төмендету үшін іс жүзінде түп маңы аймағын терең жылыту қолданылады, оны қабаттың түп аймағын электр жылумен өңдеу, ұңғымаларды бу-жылумен өңдеу, ұңғымашілік қатты отын жылу-газ генераторын пайдалану және т.б. әдістер арқылы жүзеге асыруға болады.

Ұңғыма өнімдерін жылытуға мүмкіндік беретін жылытудың аралас әдісі ұсынылады. Жылыту жыл бойы күн батареясымен жүзеге асырылуға болатындығы ұсынылады. Күн белсенділігі төмендеген кезде ол автоматты түрде тұрақты электр тогына ауысады. Бұл әдіс барлық әдістерден ерекшеленеді, өйткені күн батареясы үнемі электр қуатын береді және электр энергиясын тұтынуды азайтады.

Сондай-ақ, мақалада қабаттың түп маңы аймағын жылытудың оңтайлы температурасын, берілген температурадағы ұңғымалардың ықтимал дебитін және мұнайдың тұтқырлығын зерттеу нәтижелері келтірілген. Батыс Қазақстан кен орындарының ұңғымаларының түп маңы аймағын жылытудың ең тиімді әдісін қолдану бойынша ұсыныстар берілді.

ТҮЙІН СӨЗДЕР: жоғары тұтқырлы мұнай, бу-жылумен өңдеу, электр жылытқышы, қабаттың сулануы, күн батареясы, таратқыш блок, кабель жылытқышы.

SELECTION OF THE OPTIMAL METHOD OF INTENSIFICATION AND STABILIZATION OF OIL PRODUCTION IN THE FIELDS OF WESTERN KAZAKHSTAN

M.D. BISSENGALIYEV¹, Ph. Sci, Associate Professor, maks_bisengali@mail.ru

G. SH. DOSKAZIEVA¹, Ph. Sci Associate Professor, doskaziyeva.gulsin@gmail.com

O.SH. TULEGENOVA¹, Ph. Sci, Associate Professor, olympiada70@mail.ru

R.Y. BAYAMIROVA², Ph. Sci, Associate Professor, ryskol.bayamirova@yu.edu.kz

A.R. TOGASHEVA², Ph. Sci, Associate Professor, aliya.togasheva@yu.edu

M.D. SARBOPEYEVA², Ph. Sci, Associate Professor, manshuk.sarbopeyeva@yu.edu.kz

A.G.GUSMANOVA², Ph. Sci, Professor, aigul.gusmanova@yu.edu.kz

A.A. ZHANGGIRKHANOVA³, master's student, engineer, a.zhanggirkhanova@satbayev.university

¹ATYRAU UNIVERSITY OF OIL AND GAS NAMED AFTER S.UTEBAEV,
Baimukhanova st 45a, Atyrau, 060027, Republic Kazakhstan

²CASPIAN STATE UNIVERSITY OF TECHNOLOGIES
AND ENGINEERING NAMED AFTER S.YESSENOV,
32 md Aktau, 130000, Republic Kazakhstan

³KAZAKH NATIONAL RESEARCH TECHNICAL UNIVERSITY NAMED AFTER K.I. SATPAYEV
Satpayev str., 22, Almaty, 050013, Republic Kazakhstan

The article discusses research aimed at determining the effectiveness of measures to intensify oil production in the fields of Western Kazakhstan. Based on the results obtained, recommendations were developed for the further application of oil production intensification methods for the conditions of West Kazakhstan fields. The highest oil displacement coefficient (ODC) in the development of high-viscosity oils can be achieved using thermal production methods.

To reduce viscosity, in practice, deep warming of the bottom-hole zone of the well is used, which can be carried out by electrothermal treatment of the bottom-hole zone of the formation, steam treatment of wells using downhole solid fuel heat generators, and so on. A combined heating method is proposed that allows heating the well products. Heating is provided by a solar panel all year round. In case of a decrease in solar activity, it automatically switches to a constant electric current. This method differs from others in that the solar panel continuously supplies electricity, reducing the consumption of electrical energy.

In addition, the article presents the results of studies of the optimal heating temperature of the bottom-hole formation zone, potential well flow rates at this temperature and oil viscosity. Recommendations are given on the most rational way of heating the bottom-hole zone of wells in the fields of Western Kazakhstan.

KEY WORDS: *High-viscosity oils, steam treatment, electric heater, reservoir waterlogging, solar panel, distribution unit, heating cable.*

Введение. В настоящее время мировая общественность уделяет большое внимание проблеме разработки нефтяных месторождений с высоковязкой нефтью. Как известно, содержащиеся в нефти смолы и асфальтены, обладают высокой вязкостью, поверхностной активностью, кристаллизацией. Они способствуют ухудшению фильтрации, приводят к снижению дебита скважин, затрудняя тем самым добычу нефти.

Для повышения эффективности разработки месторождений, содержащих нефти повышенной вязкости, широко применяются тепловые методы воздействия на пласт.

Тепловые методы воздействия являются наиболее эффективными, направленными на добычу высоковязких нефтей. Эти методы способствуют снижению вязкости и пластических свойств нефти, позволяющих не только увеличить продуктивность нефтескважин, но и повысить КИН.

Выбор теплоносителей при проектировании теплового воздействия на пласт для конкретных геологических условий и нефтей имеет особое значение. Ниже приводятся характеристики наиболее распространенных способов, нашедших широкое применение на различных месторождениях Казахстана.

Материалы и методы исследований. Одним из наиболее эффективных способов теплового воздействия на пласт является паротепловая обработка призабойной зоны добывающих скважин. Технология паротепловой обработки скважин (ПТОС) – это периодическая закачка пара в призабойную зону скважины (ПЗС). Циклическая обработка состоит из чередования периодов подготовительных работ, закачки агента, пропитки и добычи нефти, ставшей более подвижной за счёт снижения вязкости.

Данная технология нашла широкое распространение на месторождениях высоковязкой нефти США, используется она на месторождении Каражанбас.

Период обработки паром продолжается от нескольких дней до 10 недель. Для процесса требуется от 16,6 ккал до 40,1 ккал на 1 м мощности пласта. Количество циклов определяется типом коллектора, обычно на скважине проводится до 10-ти циклов, при этом каждый последующий цикл требует большего количества пара для поддержания добычи на начальном уровне.

Условия получения благоприятных результатов при ПТОС:

- глубина продуктивного пласта не более 1200 м;
- толщина пласта, сложенного песчаниками и глинами, не менее 15 м;
- вязкость нефти в пластовых условиях выше 50 мПа*с;
- остаточная нефтенасыщенность пласта не менее 50%;
- плотность нефти в пластовых условиях не менее 900-930 кг/м³;
- не рекомендуется проведение ПТОС на заводненных участках залежи, если обводненность добываемой продукции превышает 40-50% [1,2].

Паротепловое воздействие на пласт или призабойную зону скважин наиболее эффективно осуществлять, если обводненность пласта не превышает 40 – 50 %. При этом высокая эффективность достигается, когда температура составляет 125 – 150 °С. При более высокой обводненности пласта призабойную зону скважины необходимо прогревать до более высокой температуры, чтобы резко уменьшить вязкость нефти в пласте и повысить ее фазовую подвижность [3].

По проведенным исследованиям, обводненность скважин в среднем по месторождению X составляет 81,3%, в том числе, для сеноманского горизонта: 71,5%, нижнеальбского горизонта: 84,1%, аптского горизонта: 84,6 %. В связи с этим, метод ПТОС для месторождения X не рекомендуется.

Наиболее простым и доступным способом поддержания повышенной температуры в призабойной зоне пласта является электропрогрев, который может осуществляться как циклически, так и стационарно.

Электропрогрев ПЗС не сопровождается внесением в пласт теплоносителя – воды, пара или конденсата, которые могут взаимодействовать с глинистыми компонентами пласта. Однако электропрогревом, вследствие малой теплопроводности горных пород, не удастся прогреть более или менее значительную зону и радиус изотермы с избыточной температурой 40 °С, как показывают расчеты и исследования, едва достигает 1 м [4,5].

Одним из распространенных методов является циклический электропрогрев, он заключается в периодическом прогреве ПЗП глубинным электронагревателем, установленным против интервала перфорации.

Данный метод рекомендован к применению для неглубоко залегающих залежей нефти (не более 1500 м) и маловязких нефтей (вязкость менее 10 мПа*с).

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 °С, вызывающее образование из нефти кокса.

Практика использования электропрогрева ПЗС показала, что температура на забое стабилизируется через 4-5 сут непрерывного прогрева [5,6,7].

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. Это объясняется конвективным переносом теплоты в результате слабой циркуляции жидкости в колонне над нагревателем.

Стационарный электропрогрев рекомендуется [8,9] применять на месторождениях с:

- повышенной вязкостью нефти, более 50 мПа*с;

– суммарным содержанием парафиновых и асфальто-смолистых веществ не менее 3%;

– глубиной залегания пластов-коллекторов не более 2500 м;

– мощностью пласта не менее 3-х м;

– пористостью более 5%.

Обводненность продукции значительного влияния на эффективность электро-тепловой обработки не оказывает.

Прогрев призабойной зоны пласта осуществляется по одному из четырех вариантов:

– одновременное и непрерывное действие нагревателя и глубинного насоса;

– одновременное периодическое действие нагревателя и глубинного насоса;

– попеременное периодическое действие нагревателя и глубинного насоса, т.е. при периодическом включении нагревателя глубинный насос останавливают и, наоборот – во время периодической работы глубинного насоса нагреватель отключают;

– периодическое действие нагревателя или глубинного насоса при непрерывной работе одного из них.

При стационарном электропрогреве рекомендуется использовать серийное оборудование: станцию управления, трансформатор, кабель КПБК от УЭЦН и электронагреватели различных конструкций [10, 11].

Компоновку электроннагревателя и насоса рекомендуют производить так, чтобы вся толщина продуктивного пласта омывалась горячей нефтью. Например, самой эффективной компоновкой считают установку электроннагревателя в нижней части пласта, а приема насоса – в верхней.

В скважину электроннагреватель спускают одновременно со спуском глубинного насоса. Например, поднасосный электроннагреватель прикрепляется к НКТ с помощью специального приспособления (разрезного патрубка).

Кабель электроннагревателя, по мере спуска НКТ в скважину, присоединяется к трубам специальными зажимами. Электроннагреватель извлекают из скважины одновременно с глубинным насосом.

Результаты и обсуждение.

По результатам промысловых испытаний сделаны следующие выводы:

• Электроннагреватель в области его установки повышает температуру до 90 °С, что обеспечивает снижение вязкости жидкости, поступающей в насос до 20 мПа*с, а это соответствует техническим условиям нормальной работы штангового насоса.

• Электроннагреватель может быть размещен ниже приема насоса, в интервале фильтра.

Одним из наиболее перспективных методов извлечения высоковязких битуминозных нефтей является глубокий прогрев призабойной зоны скважины с возможной последующей организацией внутрислоевого горения. Известно, что при высокотемпературном прогреве участков пласта протекают процессы крекинга, пиролиза и газификации тяжелых нефтей.

Возможность интенсивного разогрева пласта с выделением большого количества тепла с одновременным образованием из продуктов горения газообразного CO_2 , а также деформирования битуминозных пород может быть обеспечено при использовании твердотопливного теплогазогенератора в качестве мощнейшего на-

гревателя. В настоящее время «НИИнефтепромхим» проводит работы по созданию устройства для теплового воздействия на пласт непосредственно внутри скважины. Это достигается использованием специального устройства, так называемого «твердотопливного нагревателя», который позволяет без особых энергозатрат и дополнительного оборудования воздействовать на пласт локально.

В результате происходит снижение вязкости добываемой продукции и улучшение гидродинамических характеристик разработки залежей высоковязких нефтей.

Существенными недостатками всех известных способов и реализующего устройства является их высокая энергоемкость с нагреваемыми вязкими нефтепродуктами, а это приводит к затратам на подогрев скважинной продукции.

Однако электротепловой нагреватель, комбинированный способ подогрева, дает экономию электроэнергии и нагрев продукции скважины в расплавленное состояние включением электронагревателя и дополнительный прогрев равномерно вдоль всей длины насосно-компрессорных трубах (НКТ) скважин.

Рассмотрев все существующие методы, мы предлагаем использовать комбинированный способ использования солнечной энергии для увеличения выхода продукции скважины. Нагрев осуществляется за счет солнечной энергии круглый год. При снижении активности солнца автоматически переключается на постоянный электрический ток.

Применение технологии электрообогрева нефтяных скважин нагревательными кабелями при помощи солнечной энергии позволяет:

- предотвратить отложение парафинов на стенках НКТ;
- увеличить межремонтный период работы подземного оборудования скважины;
- сократить потери нефти, затраченные на тепловые обработки скважины;
- стабилизировать работу ЭВН, ЭЦН и ШГНУ;
- исключить капитальный ремонт скважины;
- значительно экономить электроэнергию.

Предлагаемое устройство (*рисунок 1*) для ликвидации гидратных и парафиновых образований в скважинах, включающее электронагреватель на многожильном кабеле, подключенный к источнику питания и имеющий возможность спуска в скважину до верхнего положения гидратных и парафиновых образований, перевода их в расплавленное состояние и продвижения в скважине, что устройство снабжено электронагревательной спиралью, медным концентратором плавления гидратных и парафиновых образований с медным стержнем, расположенным внутри электронагревательной спирали, и устройством для автоматического периодического переключения жил кабеля с однофазного на трехфазное электропитание с выдержкой во времени [12,13,14,15,16].

Предлагаемое устройство является увеличение выхода продукции скважины (ПС) за счет предупреждения потери текучести нефти и предупреждения образования пробок и имеет более широкую область применения. Для этого нагревают ПС постоянно по всей длине ствола скважины путем нагревания труб отдельных нагреваемых секций (НС) 5 НКТ с помощью 4 нагревательных элементов, установленных на внешнюю поверхность трубы НС. Датчики 5,6,7 измеряют температуру на поверхности трубы каждой НС на ее до устья скважины. Нагрев осуществляется с забоя скважины сразу после установки в скважину колонны НКТ

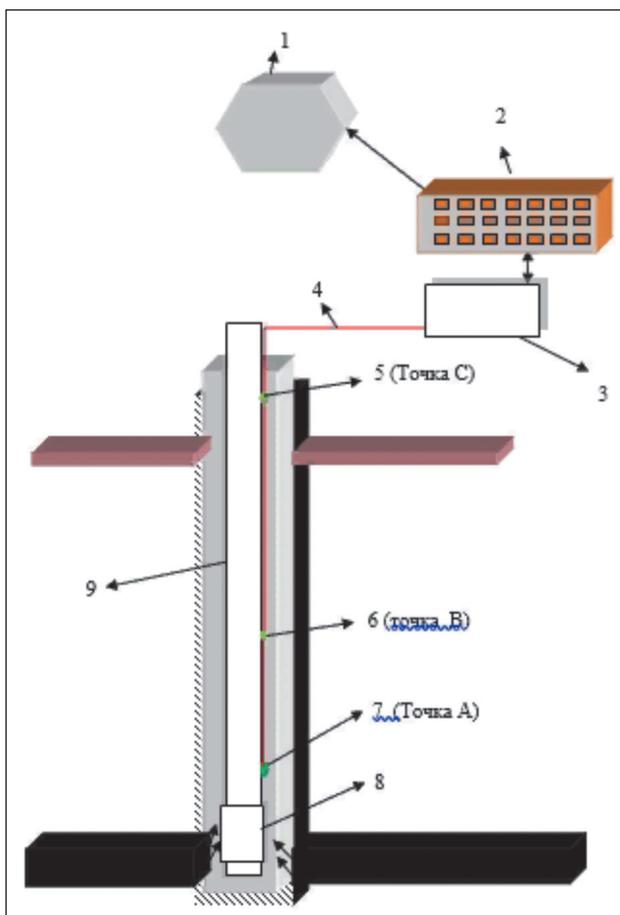


Рисунок 1 – Электротепловой нагреватель

1 – трансформатор постоянного тока; 2 – солнечная батарея; 3 – блок распределитель;
4 – кабель нагреватель; 5,6,7 – датчики температуры; 8 – глубинный насос;
9 – насосно-компрессорные трубы

с НС, тем самым обеспечивая бесперебойную работу глубинного насоса 8. При достижении в ней максимально установленного значения сигнал поступает в блок распределения температуры 3 и включается нагрев в точке А, 7 и нагрев при достижении измеренной температурой на поверхности трубы НС заданного значения. При этом заданное значение температуры выбирают таким, чтобы до следующей точки В и С нагрева до устья скважины. Температура по всей длине НКТ должно сохраняться превышающей на 5 – 10 градусов температуру забоя скважины. Это дает возможность сохранять текучесть ПС, имеющий в своем составе асфальтены и смолы, или возможно начало образования и осаждения на внутренних стенках трубы парафинов. Этот процесс повторяется до выхода продукции на поверхность земли. Таким образом, в процессе извлечения продукции скважины ее температура поддерживается выше минимально допустимой температуры и поэтому потери текучести и образования пробок в насосно-компрессорных трубах не происходит. Электронагреватель получает энергию от сетевой солнечной батареи 2, который

преобразует солнечную энергию на электрическую, если недостаточна мощность солнечной энергии автоматический включается трансформатор постоянного тока 1, тем самым подогрев осуществляется постоянно. Сетевая солнечная электростанция состоит из источника электроэнергии – солнечных модулей и сетевого инвертора, который ретранслирует солнечную электроэнергию в существующую централизованную сеть 220 или 380 В.

Твердотопливный теплогазогенератор (ТТН), разработанный «НИИнефтепромхим» (г. Казань), состоит из корпуса запального механизма, контейнера, баллона и полого поршня.

Принцип действия «твердотопливного нагревателя» основан на сгорании специальных горючих смесей в контейнере, спущенном на забой скважины. В отличие от аккумуляторов давления для скважины (АДС), применяемых при осуществлении термогазохимического воздействия на пласт, скорость горения топлива в ТТН является регулируемой и протекает в течение длительного времени, что позволяет осуществлять равномерный прогрев ПЗС с заданной температурой.

Заключение и выводы.

Учитывая высокую вязкость нефти месторождений Западного Казахстана (Каламкас, Каражанбас), данная структура может рассматриваться для применения тепловых методов разработки. При проведении исследования потенциально возможного дебита жидкости в зависимости от изменения вязкости нефти, связанного с изменением температуры на забое скважин следует, что с увеличением температуры потенциальный дебит жидкости возрастает.

Для месторождений Западного Казахстана (Каламкас, Каражанбас) при прогреве призабойной зоны пласта до температуры 50 °С ожидаемый дебит составит 33,3 м³/сут.

Метод паротепловой обработки скважин (ПТОС) рекомендуется применять, если обводненность добываемой продукции не превышает 40 – 50 %. Согласно анализу текущих результатов разработки обводненность добывающих скважин на месторождении Западного Казахстана (Каламкас, Каражанбас) примерно составила 81,3 %.

На основании проведенных исследований следует вывод, что снизить вязкость нефти месторождений Западного Казахстана возможно при глубоком прогреве призабойной зоны, с помощью:

- электротепловой обработки призабойной зоны пласта;
- внутрискважинного твердотопливного теплогазогенератора.

При тепловой обработке призабойной зоны без остановки скважины (стационарными нагревателями) на теплопроводный тепловой поток, направленный вглубь пласта, будет накладываться конвективный тепловой поток, направленный из пласта в скважину. Таким образом, одновременно с нагреванием пласта будет происходить его охлаждение в результате непрерывного обратного переноса тепла жидкостью в скважину. Следовательно, приток жидкости в скважину оказывает отрицательное влияние на процесс прогрева. При отрицательное влияние на процесс прогрева с использованием твердотопливного теплогазогенератора, можно использовать электротепловой нагреватель, комбинированный способ подогрева. Это устройство дает экономию электроэнергии за счет использования солнечной энергии и снижения вязкости нефти при эксплуатации, включающий нагрев стенки по всей длине насосно-компрессорной трубы. 

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Мусин К.М., Сотников О.С. Моделирование слоисто-неоднородного песчано-глинистого коллектора с использованием модифицированных относительных фазовых проницаемостей // Нефтепромысловое дело. – 2008. – №9. – С. 11-15. [Musin K.M., Sotnikov O.S. Modelirovanie sloisto-neodnorodnogo peschano-glinistogo kollektora s ispol'zovaniem modifitsirovannykh otnositel'nykh fazovykh pronicaemostej // Neftepromyslovoye delo. – 2008. – №9. – S. 11-15.]
- 2 Ибатуллин Р.Р. и др. Увеличение нефтеотдачи на поздней стадии разработки месторождений (методы, теория, практика). – М.: Недра-Бизнесцентр, 2004. – 292 с. [Ibatullin R.R. i dr. Uvelichenie nefteotdachi na pozdnej stadii razrabotki mestorozhdeniy (metody, teoriya, praktika). – M.: Nedra – Biznescentr, 2004. – 292 s.]
- 3 Технология и техника методов повышения нефтеотдачи. Томский политехнический университет. – Томск, 2003. <https://www.geokniga.org/books/24245>. [Tekhnologiya i tekhnika metodov povysheniya nefteotdachi. Tomskiy politekhnicheskij universitet. – Tomsk, 2003. <https://www.geokniga.org/books/24245>]
- 4 Bissengaliev M., Bayamirova R., Togasheva A., Zholbasarova A., Zaydemova Zh. Analysis of complications associated with the paraffinization of borehole equipment and measures to prevent them // News of the National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan. Series of geology and technical sciences. – 2022. – № 3(453). – С. 76-88. <https://doi.org/10.32014/2022.2518-170X.181>.
- 5 Бисенгалиев М.Д., Баямирова Р.У., Жолбасарова А.Т., Тогашева А.Р., Сарбопеева М.Д. Мероприятия по улучшению эффективности гидравлического разрыва пласта и скин-ГРП // Нефть и газ. – 2023. – №1. – 2023. – С. 81-93. <https://doi.org/10.37878/2708-0080/2023-1.07> [Bisengaliev M.D., Bayamirova R.U., Zholbasarova A.T., Togasheva A.R., Sarbopeeveva M.D. Meropriyatiya po uluchsheniyu effektivnosti gidravlicheskogo razryva plasta i skin-GRP // Neft' i Gaz. – 2023. – №1. – S. 81-93. <https://doi.org/10.37878/2708-0080/2023-1.07>]
- 6 Бисенгалиев М.Д., Досказиева Г., Тогашева А.Р., Баямирова Р.У., Сарбопеева М.Д., Жолбасарова А.Т. Разработка технологии очистки призабойной зоны пласта от асфальтено-смолистых отложений // Нефть и газ. – 2023. – №1 (133). – С. 55-66. <https://doi.org/10.37878/2708-0080/2023-1.05> [Bisengaliev M.D., Doskazieva G., Togasheva A.R., Bayamirova R.U., Sarbopeeveva M.D., Zholbasarova A.T. Razrabotka tekhnologii ochestki prizabojnoj zony plasta ot asfal'teno-smolistykh otlozheniy // Neft' i gaz. – 2023. – №1 (133). – S. 55-66. <https://doi.org/10.37878/2708-0080/2023-1.05>]
- 7 Билецкий М.Т., Ратов Б.Т., Бораш А.Р., Муратова С.К. Разработка нового устройства для осуществления имплозионного метода освоения скважин // Нефть и газ. – 2023. – 1(133). – С. 29-42. <https://doi.org/10.37878/2708-0080/2023-1.03> [Bileckij M.T., Ratov B.T., Borash A.R., Muratova S.K. Razrabotka novogo ustrojstva dlya osushchestvleniya implozionnogo metoda osvoeniya skvazhin // Neft' i Gaz. – 2023. – 1(133). – S. 29-42. <https://doi.org/10.37878/2708-0080/2023-1.03>]
- 8 Biletskiy M. T., Ratov B. T., Sudakov A. K., Sudakova D., & Borash B. R. Modeling of drilling water supply wells with airlift reverse flush agent circulation // Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu. – 2023a. – № 1. – С. 53–60. <https://doi.org/10.33271/nvngu/2023-1/053>
- 9 Cher nova M., Kuntsyak Y., Ratov B., Sudakov A., Nuranbayeva, B. Substantiation of the use of polymer-composite materials, which reduce the influence of dynamic friction forces of macrostructural surfaces, when drilling wells / SGEM International Multidisciplinary Scientific GeoConference EXPO Proceedings. – 2022. – <https://doi.org/10.5593/sgem2022/1.1/s03.049>

- 10 Sudakov A., Dreus A., Ratov B. Substantiation of thermomechanical technology parameters of absorbing levels isolation of the boreholes // NEWS of National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan. – 2020. – № 2(440). – P. 63–71. <https://doi.org/10.32014/2020.2518-170x.32>
- 11 Ratov B.T., Sudakov A.K., Sudakova D.A., Borash B.R., (2023). Modeling of drilling water supply wells with airlift reverse flush agent circulation // Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu. – 2023. – № 1. – P. 53-60. <https://doi.org/10.33271/nvngu/2023-1/053>.
- 12 Ratov B.T., Chudik I.A., Fedorov B.V., Sudakov A.K., Borash B.R. Results of production tests of an experimental diamond crown during exploratory drilling in Kazakhstan // SOCAR Proceedings. – 2023. – N 2. –P. 023-029. [https://doi.org: 10.5510/OGP20230200842](https://doi.org/10.5510/OGP20230200842)
- 13 Ratov B.T., Fedorov B.V., Omirzakova E.J., & Korgasbekov D.R. Development and improvement of design factors for PDC Cutter Bits // Mining Informational and Analytical Bulletin. – 2019a. – N 11. – P. 73–80. <https://doi.org/10.25018/0236-1493-2019-11-0-73-80>
- 14 Borash B.R., Biletskiy M.T., Khomenko V.L., Koroviaka Ye.A., Ratov B.T. Optimization of technological parameters of airlift operation when Drilling Water Wells // Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu. – 2023. – N (3). – P. 25–31. <https://doi.org/10.33271/nvngu/2023-3/025>
- 15 Ratov B.T., Fedorov B.V. Hydroimpulsive development of fluid-containing recovery // Life Science Journal. – 2013. – N 10. – P. 302–305.
- 16 Pavlychenko A.V., Ihnatov A.O., Koroviaka Y.A., Ratov B.T., Zakenov S.T. Problematics of the issues concerning development of energy-saving and environmentally efficient technologies of well construction // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2022. – N 1049. – P. 012031. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/1049/1/012031>