



УДК 622

ПАРОЦИКЛИЧЕСКОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ ПЛАСТА

CYCLIC STEAM IMPACT ON THE BOTTOMHOLE FORMATION ZONE

Буркова Анастасия Алексеевна

оператор по добыче нефти и газа 4 разряда,
ООО «Газпром добыча Краснодар»,
Каневское газопромислое управление
burcova92@mail.ru

Burkova Anastasiya Alekseevna

Operator for oil and gas production 4 Discharge,
Gazprom dobycha Krasnodar,
Kanevskoye gas field administration
burcova92@mail.ru

Аннотация. Статья посвящена комплексному исследованию пароциклического воздействия на призабойную зону пласта. Проведен анализ эффективности добычи высоко вязких нефтей с применением пара. Особое внимание уделено технологиям парогравитационного воздействия с применением двух горизонтальных скважин и гравитационного дренирования.

Annotation. The article is devoted to a comprehensive study of the steam cycle impact on the bottom-hole formation zone. The analysis of efficiency of production of high-viscosity oils with steam application is carried out. Special attention is paid to the technologies of steam gravity action using two horizontal wells and gravity drainage.

Ключевые слова: высоко вязкая нефть, скважина, пласт, пар, пароциклическое воздействие, паротепловое воздействие, паротепловая обработка.

Keywords: heavy oil, well, reservoir, steam, cyclic steam stimulation, thermal steam impact, thermal steam treatment.

Сухой пар способен перенести большее количество тепла, чем вода при температуре, близкой к температуре кипения. Для закачки в пласт перегретого насыщенного пара нет никакой нужды, так как при перегреве на 1 °С увеличение энергии равно всего 0,1 % при давлении 20 бар и 0,2 % при давлении 100 бар. Малое повышение энергии не дает оснований для решения существующих проблем разработки месторождений высоко вязкой нефтью (ВВН) [1] пароциклическим методом.

Опыты по вытеснению нефти нагретой и не нагретой водой, водяным паром производились в реальных условиях разработки. При постоянной закачке теплоносителя [2–3] (система нагнетательная – добывающая скважины) пропадает часть тепловой энергии, а часть тепла используется на повышение нефтеотдачи. Потерянная термическая энергия, тратится на тепловые потери:

- верхние пласты грунта, на месте размещения обсадной трубы скважины;
- подошве и кровле нефтенесущего пласта;
- при увеличении температуры нефтяного коллектора.

Эксплуатация только одной скважины попеременно в виде нагнетательной и эксплуатационной сильно уменьшает негативное воздействие указанных факторов на тепловую эффективность рассматриваемого метода, позволяя более полно использовать подводимую к продуктивному пласту тепловую энергию. Этот метод теплового воздействия называется циклическим.

Основные явления, возникающие при нагнетании в нефтяной пласт водяного пара и нагретой воды, рассмотрены ниже.

Условия существования пара

При закачке пара образуется паровая фаза, сформированная из компонентов двух жидких фаз:

– пара в призабойной зоне пласта, прилегающей к скважине;

– нагретой воды в пласте, насыщенной легкими фракциями нефти, при параметрах, близких к условиям испарения. При закачке воды возникает нагретая область пара с углеводородами, которая не распространяется от скважины из-за малого давления вокруг скважин, вследствие чего образуется течение трехфазной смеси в пористой среде. Трехфазная смесь в пласте может стабильно существовать при определенных условиях добычи нефти и после завершения воздействия на пласт, так как образуется снижение давления в области скважины.

Конденсация и испарение легких фракций

В зоне возникновения и существования пара образуется переход легких фракций нефти, в газовую фазу. Данный эффект становится виден только, после закачки больших объемов пара, поскольку молекулы легких фракций нефти переходят в газовую фазу с поверхностей раздела жидкости и пара, из-за молекулярной диффузии или гидродинамической дисперсии. При термодинамическом равновесии зависимость мольных долей веществ в жидкой и газовой фазах различается.



Изучая тепловой баланс, иногда пренебрегают испарением и конденсацией углеводородов в их дисперсии с водяным паром из-за их малости, так как с одной точки зрения, концентрации углеводородов в газообразной фазе малы и, с другой – скрытая удельная теплота испарения углеводородов меньше удельной теплоты испарения воды. В случае возникновения необходимости полного описания таких явлений нужно уточнять воздействие породы на вид термодинамических превращений жидкости.

При закачке пара в место, занятое паром, нефтенасыщение со течением временем падает и возникает обогащение остаточной нефти тяжелыми фракциями. Область, занятая паром, увеличивается, оставляя внутри пласта небольшое количество нефти. Такой процесс вытеснения нефти иногда сравнивают с «паровым поршнем».

Возникновение твердых отложений

Возникновение твердого или тугопластинного (с высокой молекулярной массой) углеводородного осадка может образоваться по причине нарушения равновесия добычи легких углеводородных соединений нефти вследствие воздействия паром. При пароциклической обработке скважины необходимо учитывать этот эффект. Отложения углеводородов, возникают в процессе нагнетания пара, почти не растворимы ни в легкой нефти ни в нефти первоначального состава. Проницаемость среды уменьшается за счет наличия твердого или очень вязкого углеводородного осадка, так как на одной и той же скважине пароциклическое воздействие повторяется многократно.

Учитывая приоритетность паротеплового воздействия (ПТВ) перед внутрискважинным горением экономическими, экологическими и контрольно – регулирующими факторами, ПТВ еще продолжительное время будет играть главную роль в ряду термических методов как в России, так и за рубежом. Для использования ПТВ на месторождениях с высоковязкой нефтью предложен следующий способ. Область разработки разрабатывают рядами скважин, и далее начинается ее эксплуатация на истощение. Паротепловая обработка (ПТО) выполняется в скважинах нагнетательного ряда при уменьшении дебита до нижней границы рентабельности. Для выявления количества циклов используется экономические критерии. После в скважины нагнетательного ряда нагнетается не нагретая вода вслед за созданием оторочки пара, и процесс разработки переходит в обычное ПТВ. Такой метод реализован на месторождении Катангли ООО «Роснефть – Сахалинморнефтегаз». Эту технологию называют «методом тепловых оторочек». Когда объект разработки подпитывается активной контурной водой нагнетание воды в определенных случаях может не выполняться.

Метод пароциклического воздействия на призабойную зону пласта включает в себя три последовательные фазы, образующие цикл, который в случае необходимости повторяется рисунок 1.

Фаза нагнетания. Процесс в этой фазе, характеризуется нагнетанием в область залегания нефтяного пласта насыщенного пара.

Фаза ожидания. Во время этой фазы скважина закрыта. Внесенная тепловая энергия переходит в пласт, пар конденсируется, отдавая свою тепловую энергию коллектору и нефти, находящейся в зоне нагнетания. При этом уменьшается вязкость нефти и повышается подвижность нефти.

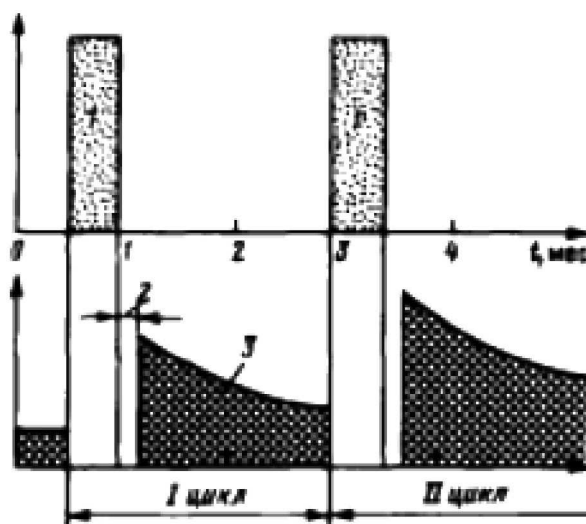


Рисунок 1 – Схема двух циклов паротеплового воздействия на скважину:
1 – нагнетание пара; 2 – время ожидания; 3 – добыча нефти

Фаза добычи нефти. Уровень добычи нефти после откачки части сконденсировавшейся воды значительно выше уровня ее добычи до закачки пара. В это время (в отличие от процесса непрерывного извлечения нефти) все текучие соединения – вначале сконденсировавшаяся вода, а затем



нефть – нагреваются при приближения к нефтяной скважине. Частично поступившее к пласту тепло возвращается обратно. Качество процесса связано с существованием в этой зоне повышенной температуры, максимальная величина которой достигается вблизи от скважины, т.е. в области, где тепловые потери при закачке пара наиболее высоки.

Так при равном давлении на забое скважины уровень извлечения (вследствие понижения вязкости добываемой нефти) после пароциклической обработки превышает уровень добычи до нее.

При пароциклических обработках объем механической энергии незначителен для увеличения нефтедобычи. Механическая энергия для проталкивания нефти на всех скважинах обеспечивается определенными факторами (самой тепловой энергией, закачкой и т.д.). Целесообразно предположить, что при повторениях цикла добыча нефти от цикла к циклу возрастает (если не учитывать влияние очистки и засорения скважины) прежде всего из-за постепенного увеличения средней температуры в области скважины, и только после этого уровень добычи начинает уменьшаться в следствии выработки запасов.

Тем не менее, подобное положение, частично обосновываемое различными лабораторными исследованиями, не всегда согласуется с данными промысловых испытаний. В частности, это замечание относится к первым трем циклам, где нужно учитывать влияние побочных эффектов.

Анализ эффективности добычи высоко вязких нефтей с применением пара

Технология циклической обработки паром

На участке ПТВ-3 Усинского месторождения пробурены 193 скважины: 40 нагнетательных и 153 добывающих. По данным на 01.01.06 г. под нагнетением пара были 21 нагнетательная скважина, т.е. тепловым воздействием стало охвачено около 70 % площади участка работ. На участке ПТВ-3 нагнетено 16 млн т. пара, извлечено 9,4 млн т. нефти. За период ПТО накопленная добыча нефти составила 6,1 млн т., коэффициент извлечения нефти увеличился от 6,9 до 19,5 %. За время нагнетения пара в пласт дополнительная добыча нефти составило 2,37 млн т., паронефтяное отношение – 6,8 т/т.

На рассматриваемом участке Усинского месторождения анализ площадной закачки пара выявил, что для условий пермо – карбоновой залежи такой процесс, выполненный в системе вертикальных скважин, будет охарактеризовываться малым коэффициентом охвата продуктивных пластов тепловым воздействием. Увеличение эффективности вовлечения запасов ВВН в разработку реализуемого при переходе на термоциклическое воздействие.

В 2009–2011 гг. на выделенном участке освоили технологию многократных пароциклическая обработка (ПЦО) горизонтальной скважины с протяженностью горизонтального участка до 500 м совместно с низкочастотными сейсмическими колебаниями виброисточников, расположенных в соседних вертикальных скважинах [4]. Возникающие в пласте вибрации будут помогать ускорению гравитационного продвижению нефти к горизонтальной пароциклической скважине на стадиях пропитки и добычи. Для увеличения влияния были пробурены из соседних вертикальных скважин радиальные отводы с длиной до 100 м, расположенные по направлению к горизонтальной пароциклической скважине и размещенные попеременно в подошве и кровле продуктивного пласта. Это дало довести создаваемую вибрацию до ствола скважины практически без потерь. С учетом того, что наибольший эффект от термовибровоздействия достигается в определенном диапазоне частот сейсмических колебаний, на опытном участке экспериментально подобрали необходимую резонансную частоту генерируемых вибровоздействий, способствующую увеличению доли нефти в дебитах скважин и конечной нефтеотдачи пластов.

Достоинства закачки пара

- Большая энергоёмкость пара, в сравнении с горячей водой, и как следствие – большее тепловое воздействие на пласт.
- Повышение подвижности нефти.

Недостатки закачки пара

- Применение в качестве теплоносителя пара приводит к большим энергозатратам и энергопотерям.
- За счет повышения пластовой температуры увеличивается объем добываемого попутного газа.
- Применение пара требует специализированного оборудования, удовлетворяющего ряду требований.
- Нужно следить за объемами нагнетания и добычи для предотвращения преждевременного прорыва пара.
- Неприменимость метода при наличии газовой шапки.

Технология парогравитационного воздействия с применением двух горизонтальных скважин

Одно из перспективных направлений увеличения эффективности разработки месторождений с высоковязкими нефтями является технология парогравитационного воздействия с использованием



двух горизонтальных скважин (SAGD), который с технологической, экономической и, что не менее важно, с экологической точки зрения является наиболее рациональным. За последние несколько лет был создан ряд модификаций SAGD:

- Vapour Extraction – извлечение нефти с помощью парообразного растворителя (Vapex);
- Expanding Solvent SAGD – парогравитационное воздействие с добавкой растворителя (ES-SAGD);
- Solvent Aided Process – процесс с добавкой растворителя (SAP);
- Steam Alternating Solvent – чередование закачки пара и растворителя (SAS) и др. Несмотря на многообразие технологий, их можно разделить на три группы.

1. Метод, в котором водяной пар полностью заменяется растворителем.
2. Совмещенное нагнетание пара и растворителя.
3. Поперемённая (циклическая) закачка пара и растворителя.

Из перечисленных только вторая группа технологий прошла полный цикл промысловых испытаний и применяется в промышленных масштабах (например, проект Christina Lake компании EnCana).

Эффективность метода ES-SAGD определяется сочетанием двух процессов: прогрева битума и растворение легких углеводородов. Часть канадских ученых предлагала применять такой растворитель, который конденсируется одновременно с паром. Если конденсация будет возникать раньше, то растворитель будет применяться неэффективно, так как он не достигнет границы паровой камеры, а будет собираться в промытой зоне. После нагнетания такой растворитель будет попадать почти сразу в добывающую скважину, так как плотность растворителя больше плотности пара. Неконденсируемый газ может работать как изолятор и ухудшит теплообмен, когда заполнит пространство паровой камеры.

Эту модификацию SAGD можно использовать, когда появляются высокие потери тепла в вышележащие пласты. Когда нагнетание пара становится нерентабельным, используют неконденсирующийся газ на завершающей стадии SAGD.

Технология гравитационного дренирования

При воздействии на пласт с помощью горизонтальных скважин (ГС) выполняется закачка пара и смешивающееся вытеснение. Параллельные ГС пробурены одна под другой и служат для закачки теплоносителя и отбора нефти.

В технологии называемой еще «паровая камера» или «паронефтяная ванна» (рис. 2) используют две горизонтальные скважины, пробуренные параллельно строго одна под другой, причем вышележащая служит для нагнетания пара, нижняя – для извлечения нагретого продукта. Основой данного процесса является противоточная гравитационная сегрегация пара, а так же разогретого битума. Парожидкостный раздел поддерживается на определенном уровне между двумя скважинами для исключения быстрого прорыва пара в добывающую скважину. Со временем зона пара доходит до кровли пласта, а после за счет расширения по горизонтали, происходит соединение с такими же прогретыми зонами ближайших скважин. Пар конденсируется при передаче тепла природному битуму (ПБ) на границе паровой камеры, а прогретый природный битум вытесняется под действием гравитационных сил, т.е. за счет гравитационного дренажа и вытеснения под давлением.

На Шешминском горизонте Ашальчинского месторождения был подобран объект для исследования методики «паронефтяная ванна». Шешминский горизонт находится на глубине 81 м, с начальной пластовой температурой 8 °С и давлением 0,4 МПа, битумонасыщенностью 0,70 д.ед., пористостью 30 %, проницаемостью 2,5 мкм, с ПБ, имеющей плотность от 850 до 986 кг/м³ и вязкость – 12200 мПа·с.



Рисунок 2 – Схема процесса гравитационного дренирования



Длина 700 м горизонтального участка и расстояние между скважинами 5 м по результатам проведенного в последвии анализа показала наилучший результат. Нагнетание пара выполнялось при давлении 0,8 МПа, а на забое добывающей скважины давление составило 0,3 МПа. Первые предварительные расчеты показали, что горизонтальные скважины нужно размещать в коридоре от 4 до 6 м друг к другу, но не ближе.

Анализ эффективности технологии парогравитационного воздействия на пласт Ашальчинского месторождения

Лабораторные работы по моделированию метода гравитационного дренажа выполнялись ТатНИПнефти на моделях пласта с вертикальным вытеснением. При вытеснении нефти снизу вверх усредненный конечный коэффициент вытеснения составил 21,7 %, а сверху вниз – 68,2 %.

На основе исследований были выявлены оптимальные параметры технологии для условий Ашальчинского месторождения: режим эксплуатации, протяженность горизонтальных участков скважин и расстояние между ними по вертикали.

По проекту ТатНИПнефти с 2006 г. на месторождении запущены опытно-промышленные работы по отработке технологии термокапиллярногравитационного дренирования пласта с применением двух ГС, а так же обладающих двумя устьями (рис. 3).

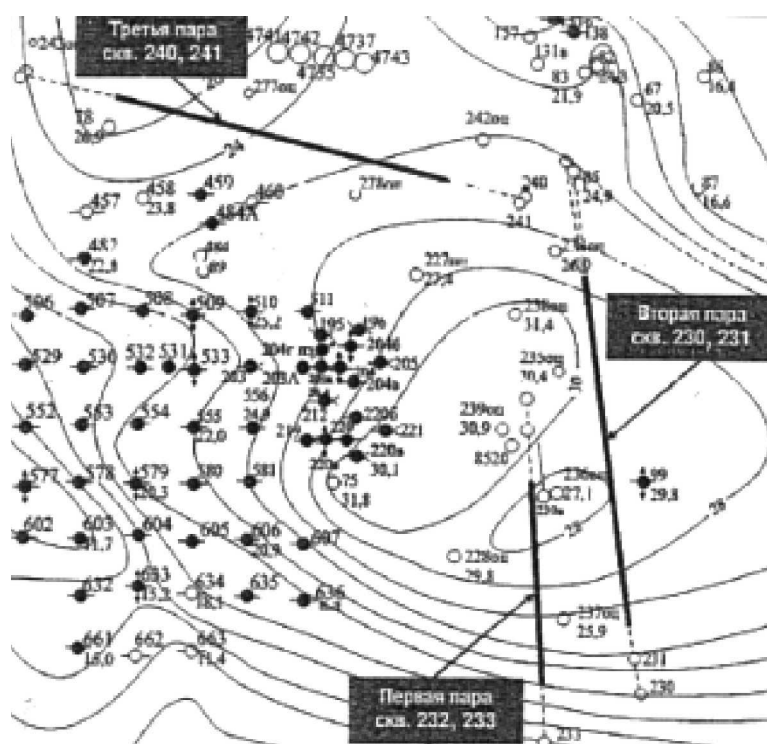


Рисунок 3 – Фрагмент расположения горизонтальных скважин с выходом на поверхность

При эксплуатации добывающей скважины с горизонтальными стволами было выявлено, что первая пара скважин вскрыла пласт с низкой нефтенасыщенностью (рис. 4).

Для полноценной эксплуатации скважин корректируют объем нагнетания пара и регулируют отбор жидкости через оба устья скважин, таким образом, происходит уменьшение отбора попутно добываемой пластовой воды и снижения отрицательного воздействия от нее, повышение дебита нефти. Основываясь на анализе изменения температуры по стволу добывающей скважины и минерализации попутно извлекаемой воды принимаются решения.

Возможность отбора из любой зоны пласта, повышение охвата пласта термическим воздействием за счет контроля подачи рабочего агента по длине ствола и эффективные результаты дала пробная эксплуатация первой пары скважин. Опробованы и отработаны различные способы нагнетания пара и отбора продукта. По состоянию на 01.04.15 г. средний дебит ВВН составил 18 т/сут, что превышает в 8 раз дебит вертикальных скважин на том же участке. Текущее паронефтяное соотношение составляло 2,9 т/т. Накопленная добыча ВВН составил 7,1 тыс. т.

Можно сделать вывод, что первые результаты работы показывают обнадеживающие перспективы использования технологии термокапиллярногравитационного дренирования пластов на месторождениях высоковязкой нефти для определенных условий. Результаты опытной эксплуатации скважин позволили выработать предложения по использованию парогравитационного воздействия на Ашальчинском месторождении и начать промышленную добычу ВВН.

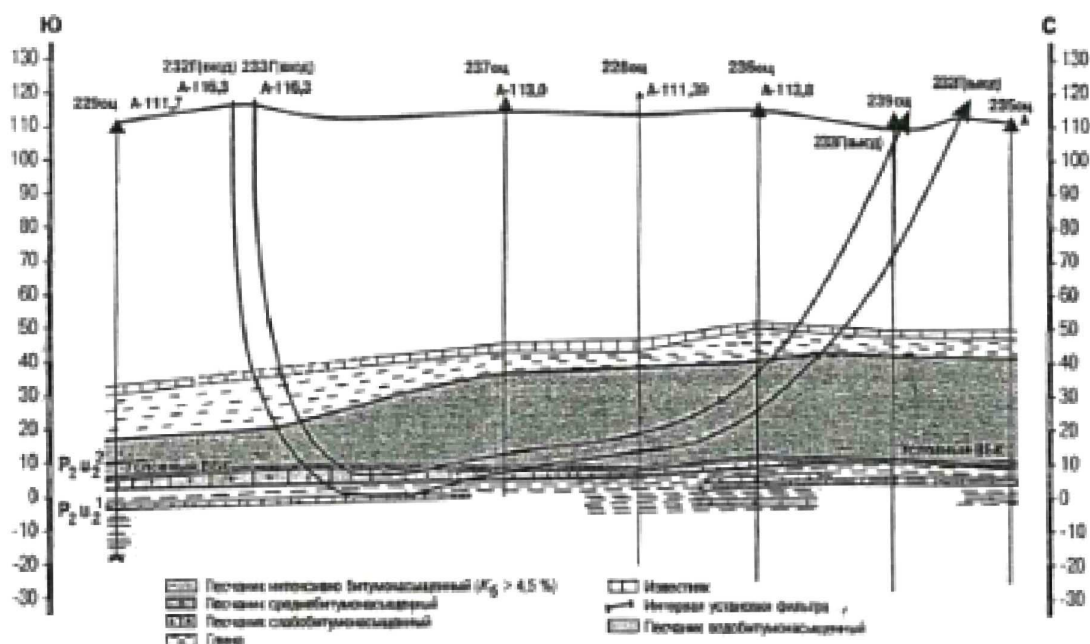


Рисунок 4 – Профиль первой пары скважин 232 и 233 опытного участка

Достоинства метода:

- высокий коэффициент нефтеизвлечения;
- высокие темпы отбора;
- сравнительно низкие энергопотери;
- использование горизонтальных скважин позволяет увеличить коэффициент охвата;
- обеспечиваются экономически рентабельные значения нефтепарового фактора.

Недостатки метода:

- необходим постоянный мониторинг, контроль нагнетания и отбора для исключения прорыва пара в добывающую скважину;
- предъявляются высокие требования к качеству бурения и проводки траекторий горизонтальных скважин;
- предельные требования предъявляются к обустройству месторождения.

Заключение

1. В текущее время разведанные запасы высоковязких нефтей в мире превышают несколько миллиардов тон. Часть из разведанных месторождений успешно разрабатываются с использованием различных технологий. В России успешно разрабатывается только часть месторождений ВВН (Усинское, Ярегское и др.).
2. Большая часть существующих технологий добычи высоковязкой нефти основана на снижении её вязкости путем нагрева. Добыча нагретой нефти и нагнетание в пласт теплоносителя реализуется как наклонно – направленными, так и горизонтальными скважинами, при этом последние более эффективны.
3. Множество месторождений ВВН имеют сложное геологическое строение, добыча осложнена разрушением призабойных зон пласта из-за слабой цементированности коллекторов.

Литература:

1. Халимов Э.М. Геология месторождений высоковязких нефтей СССР : Справ, пособие / Э.М. Халимов, И.М. Климушин, Л.Н. Фердман. – М. : Недра, 1987. – 174 с.
2. Антониади Д.Г. Состояние и проблемы внедрения термических методов повышения нефтеотдачи пластов / Д.Г. Антониади, А.Д. Бичковский, М.М. Завертайло, В.Г. Ишханов // Тр. НПО Союзтермнефть. Теория и практика разработки нефтяных месторождений термическими методами. – М. : изд. ВНИИОЭНГ. – 1985. – С. 3–7.
3. Антониади Д.Г. Перспектива развития термических методов добычи нефти в отрасли / Д.Г. Антониади, В.Г. Ишханов, Л.П. Мяшина // Тр. НПО Союзтермнефть. Вопросы технического и технологического обеспечения термических методов добычи высоковязких нефтей. – М. : изд. ВНИИОЭНГ. – 1991. – С. 3–11.
4. Иванов В.А. Разработка месторождений высоковязких нефтей термическими методами / В.А. Иванов, А.А. Боксерман, В.Г. Ишханов // Обзор. информ. – 1986. – Сер.: Нефтепромысловое дело.– Вып. 3. – 55 с.

**References:**

1. Khalimov E.M. Geology of fields high-viscosity nefty USSR : help grant / E.M. Halimov, I.M. Klimushin, L.N. Ferdman. – M. : Nedra, 1987. – 174 p.
2. Antoniadis D.G. State and problems of introduction of thermal methods of increase in oil recovery of layers / D.G. Antoniadis, A.D. Bichkevsky, M.M. Zavertaylo, V.G. Ishkhanov // Tr. NPO Soyuztermneft. Theory and practice of development of oil fields by thermal methods. – M. : prod. VNIIOENG. – 1985. – P. 3–7.
3. Antoniadis D.G. The prospect of development of thermal methods of oil production in branch / D.G. Antoniadis, V.G. Ishkhanov, L.P. Myashina // Tr. NPO Soyuztermneft. Questions of technical and technological support of thermal methods of production high-viscosity nefty. – M. : prod. VNIIOENG. – 1991. – P. 3–11.
4. Ivanov V. A. Development of fields high-viscosity nefty by thermal methods / VA. Ivanov, A.A. Bokserman, V.G. Ishkhanov//Review. inform. – 1986. – It is gray.: Oil-field business. – Issue 3. – 55 p.