

**ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА
ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ ПЛАСТОВ АЛЕКСЕЕВСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Ю.А. Головина, Е.И. Соболева

*Самарский Государственный Технический Университет
Самара, Россия*

**RATIONALE THE IMPACT OF TECHNOLOGY ON
THE BOTTOM ZONE OF THE LAYERS OF ALEXEEVSKY OIL
FIELD**

Y.A. Golovina, E. I. Soboleva

Samara State Technical University

Аннотация

Рассмотрены геолого-технические мероприятия, направленные на увеличение продуктивности добывающих скважин и увеличение приемистости нагнетательных скважин пластов Алексеевского месторождения. Также рассмотрены методы воздействия на призабойную зону скважин. Установлены факторы, приводящие к изменению параметров работы скважин и отбираемой жидкости.

Abstract

Geological and technical measures aimed at increasing the productivity of producing wells and increasing the pick-up rate of injection wells in the Alexeyevsky field are considered. Methods of influence on bottom whole zone are also considered. The factors leading to change of parameters of work of wells and the selected liquid are established.

Ключевые слова: продуктивные пласты, геолого-технические мероприятия, добывающая скважина, технологии воздействия на пласты, пластовое и забойное давление.

Key words: productive reservoirs, geological and technical measures, production well, technologies of influence on reservoirs, reservoir and bottom-hole pressure.

Анализ динамики пластовых и забойных давлений показал на начальном этапе разработки пластов относительно хорошую гидродинамическую связь с законтурной водонапорной системой. Падение давления относительно начального незначительно. В дальнейшем

поддержание пластового давления осуществлялось по пластам В₁, Дл' и Дл Алексеевского купола.

Продуктивные пласты Восточно-Алексеевского и Фатеевского куполов находятся в консервации. Оценить активность водонапорных систем продуктивных пластов не представляется возможным. Пробная закачка в продуктивные пласты Восточно-Алексеевского купола не осуществлялась. Анализ разработки аналогичных одновозрастных пластов, сходных по геолого-физическим характеристикам ряда месторождений Самарской области, показывает необходимость ППД практически по всем продуктивным пластам Восточно-Алексеевского купола.

В течение длительного периода разработки продуктивных пластов Алексеевского месторождения во время плановых и очередных подземных ремонтов эксплуатационных скважин проводились геолого-технические мероприятия (ГТМ), направленные на увеличение продуктивности добывающих скважин и увеличение приемистости нагнетательных скважин. В качестве методов стимуляции притока, а также с целью восстановления проницаемости призабойных зон и очистки, отмывки призабойных зон, забоев и внутрискважинного оборудования проводились различные обработки призабойных зон (ОПЗ) скважин, а именно солянокислотные, в том числе и с закачкой различных растворителей МЛ-72, ЭБФ, ЛПС, ББФ.

С целью увеличения притока в добывающих скважинах в процессе разработки проводились дострелы и повторная перфорация продуктивных интервалов, приобщение пластов в скважинах путем дополнительной перфорации.

Одной из технологий воздействия на призабойную зону скважин является метод гидропескоструйной перфорации. В частности, это метод в наиболее эффективной его форме - создание в пласте вертикальных щелей, так называемый метод щелевой разгрузки или щелевой пескоструйной перфорации. Метод обеспечивает надежную гидродинамическую связь скважины с пластом, снижение напряжения и увеличения проницаемости в прискважинной зоне, увеличение размеров фильтрационной зоны и высокое совершенство вскрытия пласта. В условиях Алексеевского месторождения, где в результате достаточно длительного срока эксплуатации скважин наблюдается износ эксплуатационных колонн и цементного камня в заколонном пространстве, при вскрытии пласта метод ГПП имеет большое преимущество перед другими способами вскрытия: гарантируется сохранение целостности колонны и цементного камня вне интервала вскрытия, повышается устойчивость стенок скважины, снимаются сжимающие напряжения, действующие не только на коллектор, но и на колонну.

По скважинам на месторождении для устранения перетоков и негерметичности эксплуатационных колонн регулярно проводились цементные заливки и ремонтно-изоляционные работы. В гидрохимических анализах попутных вод по многим скважинам месторождения отмечается

наличие посторонних вод вышележащих горизонтов, а именно пласта Б₂ и нижележащих горизонтов пластов В₂ и В₃. В настоящее время в связи с продолжительным сроком эксплуатации скважин вопрос о проведении высококачественных, с использованием современных технологий проведения ремонтно-изоляционных работ встает более остро.

По скважинам пластов В₁, Дл', Дл проводились обработки призабойных зон продуктом ИВВ-1, являющимся катионоактивным поверхностноактивным веществом, растворимым в воде, спирте, кислоте, с целью ограничения содержания воды и увеличения отборов нефти. ИВВ-1 относится к классу четвертичных аммонийных соединений и, в принципе, аналогичен давно применяемому продукту АНП-2 и целому ряду других тоже применяемых в отрасли катионоактивных ПАВ. В частности, указанные ПАВ используются при кислотных обработках на основе как соляной, так и грязевой кислот. Добавление ПАВ к рабочему раствору кислоты обеспечивает защиту металла от коррозии, более полное удаление из пласта отработанный кислоты и продуктов реакции за счет снижения поверхностного натяжения на границе «нефть - отработанный раствор соляной кислоты», а также гидрофобизацию поверхности породы пласта. Химической основой применения катионоактивного ПАВ ИВВ-1(или его химических аналогов) служит изменение смачиваемости гидрофильной породы на гидрофобную, т.е. ИВВ-1 работает как гидрофобизатор. Тем не менее, в отраслевой печати не встречаются публикации о высоко результативном применении катионоактивных ПАВ с точки зрения вышеуказанного механизма. Однако в случаях применения ИВВ-1 на Алексеевском месторождении отмечены довольно значимые по величине значения: коэффициенте успешности (близкого к 100%), приросте добычи нефти, снижения обводненности. Высокая эффективность возможно объясняется тем, что в данном случае к эффекту гидрофобизации породы пласта добавляются эффекты, связанные с закачкой в пласт нефти из затрубного пространства (закачка раствора ИВВ-1 производилась безподходно через затрубное пространство), АСПО, смывых со стенок НКТ и обсадной колонны, образованием вязкой эмульсии, снижающих проводимость в основном высокопроницаемых обводненных интервалов пласта, эффект частичного или полного удаления воды из ствола скважины за счет образования вспененной эмульсии, выходящей из пласта за счет наличия в ней попутного газа и ПАВ.

Таким образом, в основе механизма действия ИВВ-1 как ПАВ гидрофобизатора на ПЗП и скважину, приводящего к изменению параметров работы скважины и отбираемой жидкости, лежат следующие факторы:

- Гидрофобизация поверхности породы обводненной толщины пласта, снижение фазовой проницаемости для воды, при этом влияние на проницаемость остальной толщины пласта по нефти минимально. Мало того, может увеличиться доля нефти в потоке и из обводненной толщины пласта. В

комплексе это приводит к изменению (улучшению) соотношения нефть - вода в потоке жидкости;

- Частичное или полное удаление воды из ствола скважины при образовании вспененной облегченной эмульсии «нефть – в воде» за счет наличия ПАВ;
- Возможная закупорка обводненной части пласта смытыми со стенок обсадной колонны и колонны НКТ АСПО (асфальтосмолистые парафиновые отложения).

Индивидуальное или совместное проявление этих факторов приводит к положительным вышеуказанным изменениям в работе скважины.

Учитывая весьма низкие затраты на проведение обработок, их простоту, хорошие результаты следует признать опыт применения ИВВ-1 успешным и рекомендовать его к более широкому применению.

По пластам окского надгоризонта предусматривается массовое проведение кислотного гидроразрыва пласта для увеличения продуктивности скважин. Для низкопроницаемых карбонатных коллекторов ГРП с последующей закачкой кислотной оторочки позволит создать искусственные трещины, установить связь с системой естественных трещин, тем самым, расширив зону дренирования, вовлечь в разработку слабодренируемые зоны и прослой, увеличить охват пласта воздействием, и соответственно увеличить коэффициент извлечения нефти. При гидроразрыве продуктивного пласта искусственно создается достаточно протяженная трещина, длина, направление и проводимость которой сильно зависят от геолого-физических характеристик пласта и в определенной степени от технологии его проведения. Длина трещины может варьировать от нескольких десятков до сотен метров. При этом гидродинамическая картина фильтрации жидкостей аналогична той, которая создается при применении горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов. Поэтому области применения ГРП и вариантов горизонтальной технологии в значительной степени пересекаются. Так как бурение горизонтальных скважин в маломощных и сильно расчлененных пластах рискованно, то ГРП в этом случае является альтернативой горизонтальным скважинам для увеличения конечного КИН. Выбор технологии гидроразрыва основывается на различных типах и объемах закачки технологических жидкостей и закрепляющих трещины материалов, размерами создаваемых трещин. На данной стадии разработки окских пластов, осуществить выбор технологии кислотного ГРП достаточно сложно, необходимо проведение опытно-промышленных работ по ГРП, после чего установить оптимальную технологию проведения ГРП и начать его массовое проведение.

В продуктивные пласты В₁, Дл' и Дл Алексеевского купола закачиваются только пресные воды. В прогнозном периоде для целей заводнения предполагается использовать сточную воду УПСВ. Для восполнения недостающих объемов сточной воды для целей ППД

предполагается также использовать пластовую воду серпуховского яруса в целях осуществления гидротермального заводнения. Аналогичная организация поддержания пластового давления предусматривается и по залежам Восточно-Алексеевского купола.

Температурный режим закачиваемой воды должен соответствовать температурному режиму пласта. Данное условие выполняется при организации системы ППД закачкой сточных вод и пластовой водой серпуховского яруса.

Так как коллектора пластов В₁, В₂, Дл' и Дл представлены породами карбонатного типа, и обладают естественной трещиноватостью и теоретически имеется возможность образования искусственно создаваемых трещин при техногенном вмешательстве, то расчет давления нагнетания целесообразно производить через горное давление и давление гидроразрыва. Расчет заключался в следующем: определялись горное давление при глубине залегания пласта и плотности вышележащих горных пород 2300 кг/м³ (P_г), давление гидроразрыва P_{грп} = 0,7 · P_г, давление раскрытия трещин P_р = 0,75 · P_{грп}, максимальное забойное давление нагнетания P_з = P_р, гидростатическое давление столба воды в нагнетательной скважине P_н, максимальное давление нагнетания на устье P_у = P_з - P_н. Приведенная примерная схема расчета широко используется для приближенной оценки оптимального давления нагнетания в трещинно-поровые карбонатные коллектора. В Татарии давление нагнетания воды в карбонатные пласты турнейских отложений, которые, кстати, здесь давно считаются коллекторами трещинно-порового типа, забойные давления нагнетания рекомендуется определять из условия: 0,59 · P_г < P_з < 0,77 · P_г. По всем продуктивным пластам Алексеевского месторождения давление нагнетания 0,9-1 МПа является минимальным давлением, при котором пласт теоретически начинает принимать рабочий агент. Из условия 0,59 · P_г < P_з < 0,77 · P_г максимальное давление нагнетания составит 13,93-16,48 МПа, минимальное 4,3-5,1 МПа. Пласты имеют низкие коллекторские свойства, что затрудняет возможность принятия пластом закачиваемого агента. Для дальнейшего увеличения приемистости нагнетательных скважин и обеспечения 100 % компенсации отбора жидкости закачкой целесообразно установить давление нагнетания 10 МПа.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

Дополнение к проекту разработки Алексеевского нефтяного месторождения Самарской области, 2016.

АНАЛИЗ ТЕКУЩИХ ЗАБОЙНЫХ ДАВЛЕНИЙ В ДЕЙСТВУЮЩИХ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИНАХ «САМАРАНЕФТЕГАЗ»

Л.Н.Баландин, О.А.Грибенников, И.А.Свиридова

*Самарский государственный технический университет
Самара, Россия*

Основным технологическим параметром, от которого зависят условия работы добывающего оборудования и продуктивного пласта, является величина забойного давления в добывающих скважинах, а значит, и норма отбора нефти.

При снижении забойного давления ниже давления насыщения вокруг скважины образуется зона двухфазного течения "нефть-газ" вследствие выделения из нефти растворенного в ней газа. Из-за выделения газа в свободную фазу происходит постепенное снижение притока нефти к скважине. При этом работа пласта делится на 4-е зоны в зависимости от забойного давления:

- 1) $P_{\text{заб}} > P_{\text{нас}}$ – область щадящей эксплуатации пласта;
- 2) $P_{\text{рац}} < P_{\text{заб}} < P_{\text{нас}}$ – область рациональной эксплуатации пласта;
- 3) $P_{\text{заб.кр}} < P_{\text{заб}} < P_{\text{рац}}$ – область максимальной добычи нефти из пласта;
- 4) $P_{\text{заб}} < P_{\text{заб.кр}}$ – область недопустимой эксплуатации.

Зона III соответствует максимальной добычи нефти из пласта. Границы каждой зоны определяются по следующим уравнениям:

$$P_{\text{заб.кр}} = 3,5 + 68,33 \cdot 10^{-3} G'_0 \frac{P_{\text{нас}}}{P_{\text{пл}}} \text{ [МПа];}$$

$$P_{\text{рац}} = 0,75 P_{\text{нас}} \text{ [МПа],}$$

где G'_0 - газовый фактор продукции скважины, м³/т; $P_{\text{пл}}$ - пластовое давление, МПа; $P_{\text{нас}}$ - давление насыщения, МПа.

По приведенной теории был проанализирован фонд скважин АО «Самаранефтегаз» по пластам А2, А4, Д1. Расчеты проводились по 107 скважинам. Для анализа были выделены четыре области для каждой отдельной скважины, и по текущему забойному давлению определялось, в какой из областей работает пласт. Общее распределение фонда скважин представлено на рисунке 1.

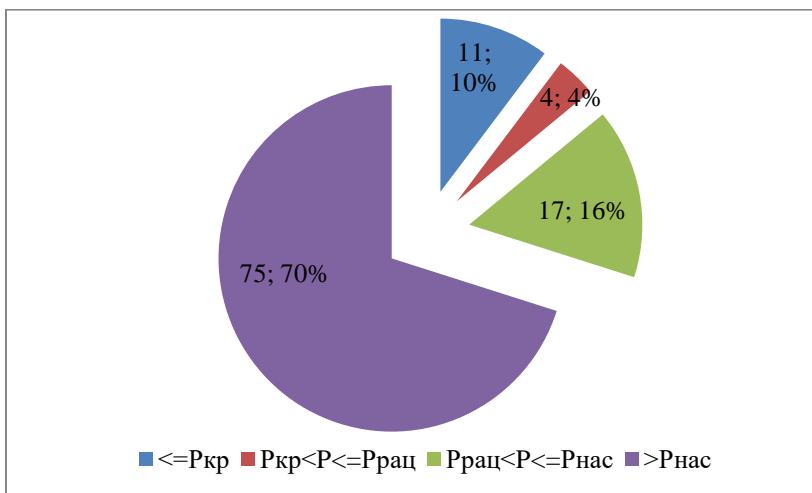


Рис. 1. Общее распределение фонда скважин по областям работы пласта

Стоит заметить, что, согласно рисунку 1, основная часть фонда скважин рассматриваемых месторождений относится к диапазонам работы пласта или $\leq P_{кр}$ или $> P_{нас}$, т.е. на фонд скважин, который потенциально может добывать больше нефти приходится 76 единиц или 86%. Подавляющее меньшинство скважин (всего 4 или 4%) работает в зоне максимальной добычи нефти.

Выводы

Забойное давление в добывающих скважинах является принципиальным регулятором эффективности их работы и одним из главных параметров разработки всего месторождения. Бесконтрольное и бездумное снижение забойного давления в добывающих скважинах существенно ниже давления насыщения может привести к трансформации высокоэффективного, например, упруговодонапорного режима дренирования в низкоэффективный режим растворенного газа.

Рассмотрение фонда скважин АО «Самаранефтегаз» по 15 месторождениям показало, что по пластам А2, А4, В2 и Д1 основная часть фонда скважин (86%) относится к диапазонам работы пласта или $\leq P_{кр}$, или $> P_{нас}$, а диапазоне максимальной добычи нефти работает подавляюще меньше скважин (4%). Рекомендуется рассмотреть возможность повышения забойных давлений в скважинах, которые относятся к зоне $\leq P_{кр}$ и понижения давления – для зоны $> P_{нас}$, с целью повышения добычи нефти из них и перевода работы пласта в зону давлений $P_{рац} \div P_{кр}$. Решать возможны ли такие манипуляции и каким образом их производить необходимо для каждой скважины в индивидуальном порядке.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Андриасов Р.С. Справочное руководство по разработке и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти. Под общей редакцией

Ш.К. Гиматудинова / Р.С. Андриасов., И.Т. Мищенко, А.И. Петров. – М: Недра, 1984. – 326 с.

2. *Аржанов М.Ф.* Справочник нефтяника / М.Ф. Аржанов, И.И. Кагарманов, А.П. Мельников. – Самара: учебное пособие ОАО «Самаранефтегаз», 2007. - 364 с.

3. *Бойко В.С.* Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений / В.С.Бойко. – М: Недра, 1990. – 427 с.

4. *Кострубов С.В.* Управление УЭЦН / С.В. Кострубов, И.И. Кагарманов, А.С. Тотанов. – Самара: учебное пособие ОАО «Самаранефтегаз», 2009. - 253 с.

5. *Мищенко И.Т.* Скважинная добыча нефти. — М: Издательский центр РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2015. — 448 с.

УДК 553.98.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ТОНКОЙ КРИСТАЛЛИЧЕСКОЙ СТРУКТУРЫ ГИПСА

А.В.Песков

*Самарский государственный технический университет
Самара, Россия*

Исследованиями структурного типоморфизма минералов занимались Франк-Каменецкий В.А. [12], Сидоренко Г.А., Гойло Э.А. Котов Н.В., Клочкова Г.Н. и другие. Структурный типоморфизм – направление рентгенографии, в задачу которого входит определение особенностей кристаллического строения минералов, обусловленных условиями их формирования и последующего преобразования.

Структурный типоморфизм проявляется в отклонении реальной кристаллической структуры минералов от ее идеализированной модели: вследствие вхождения изоморфных примесей, искажений ближнего и дальнего порядка, различной степени упорядоченности взаимозамещающих ионов. К типоморфным признакам относят различные дефекты кристаллов: дислокации, дефекты роста, размеры областей когерентного рассеяния и значения микроискажений.

Определение степени дефектности минералов -размеров блоков когерентного рассеяния и микроискажений проводят с применением рентгеноструктурного анализа. Определение структурных типоморфных особенностей минералов может позволить решить определенные генетические

задачи [1,2], провести минералогическое картирование месторождений, оценить качество минерального сырья [9].

В работе [12] определялся размер о.к.р. кварца шунгитовых пород максовской залежи. В монографии Таусон В.Л., Абрамович М.Г. [11] получена зависимость размеров о.к.р. в кристаллах сфалерита относительно прилагаемого одноосного давления. По величине областей когерентного рассеяния каолинитов [1] было проведено разграничения гипергенных и гидротермальных месторождений.

Для определения размеров о.к.р. и величин микроискажений используют аппроксимацию экспериментальных пиков аналитическими функциями: Коши, Гаусса, Пирсона VII, Фойгта и псевдо-Фойгта и производят расчет по соответствующим зависимостям.

В данной работе проводились расчеты параметров микроструктуры образцов гипса тремя методами - по полуширине профилей, аппроксимированных функцией Гаусса [3], функцией Фойгта [4,5] и анализа формы профиля дифракционных линий с учетом асимметрии аппаратных искажений и физического профиля [13]. Функция Фойгта, **используемая в экспресс-анализе**, является сверткой функции Коши и Гаусса. Результирующий профиль рентгеновской линии описывается функцией Фойгта с интегральной шириной B и ее Коши B_k и гауссовой B_g составляющих.

Задачей исследований являлось получение параметров дефектности гипса разного генезиса. Были выбраны 4 образца гипса: прозрачный монокристалл, мелкозернистый, селенит, скважинный. Селенит – это морфологическая разновидность гипса с тонковолокнистой структурой агрегатов осадочного происхождения. Минерал приурочен к мергелистым песчаникам и глинистым пластам. Это параллельно-шестоватый агрегат, который образует прожилки параллельно-волокнистой структуры с длиной волокон до 15 см. Образуется в трещинах при их раздвижении за счёт кристаллизационного давления или за счет других причин. Волокна селенита ориентированы перпендикулярно стенкам трещин. Часто содержит включения глины, песка, гематита, серы, органических субстанций. Образец отобран на Водинском месторождении. Скважинный гипс – это крупнокристаллический агрегат гипса с остатками асфальто-смолистых отложений отобранный из нефтяной скважины Самарской области. Монокристалл гипса отобран в Ундорах, а селенит из Водинского месторождения.

Съемка дифрактограмм выбранных образцов производилась на дифрактометре ДРОН-3, при скорости вращения детектора 0.125 градус в минуту. Производилась коррекция интенсивностей профилей на фоновую составляющую рентгеновского излучения. Из первичных профилей выделялись K_{01} составляющие методом Речингера. Рассчитывались интегральная ширина профилей B и ширина на половине высоты $B_{0.5}$ для всех образцов без учета асимметрии пиков.

Таблица 1

Параметр $V_{1.2}/V$ – отношение ширины измеренной на половине высоты рефлекса к интегральной полуширине для рефлексов образцов гипса

минерал	D, нм	селенит	солеотложения	мелкозернистый	эталон
$V_{1.2}/V$	0.379	0.99	0.93	0.94	0.98
	0.1898	0.75	0.78	0.74	0.64
V	0.1898	0.136	0.223	0.178	0.081

Находились отношение $t = V_{0.5}/V$ (таблица 1) и согласно критерию [7] t варьирует от крайнего значения 0.939 для функции Гаусса до значения 0.636 для функции Коши. Для рефлекса с $d=0.379$ нм по всем образцам значение t близко к 0.939, что означает, что рефлекс можно аппроксимировать функцией Гаусса, и доля уширения по Коши равна нулю. Для рефлекса с $d=0.1898$ нм $t=0.74-0.78$ для образцов и 0.64 для эталона. Поэтому расчет параметров дефектности проводилось по аппроксимации обоих рефлексов функцией Гаусса [3] первым способом по зависимостям 1-2 и с применением функции Фойгта вторым способом при условии, что компонента уширения по Коши равна нулю по зависимостям 3-4. Далее рассчитывались D и ε по зависимостям [13] 5-6 при условии, что рефлексы симметричны и по 7 если ассимитричны.

$$D = \frac{\lambda(c^2 - 1)^{0.5}}{((\beta_1 \cos \Theta_1)^2 - (\beta_2 \cos \Theta_2)^2)^{0.5}} \quad (1)$$

$$\frac{\Delta d}{d} = \frac{((\beta_2 \cos \Theta_2)^2 - (\beta_1 \cos \Theta_1)^2)^{0.5}}{4 \sin \Theta_1 (c^2 - 1)^{0.5}} \quad (2)$$

$$D_\kappa = 3\lambda / (4\beta_{\kappa 1} \cos \Theta_1 - \beta_{\kappa 2} \cos \Theta_2)$$

$$D_\varepsilon = \lambda(3 / (4\beta_{\varepsilon 1}^2 \cos^2 \Theta_1 - \beta_{\varepsilon 2}^2 \cos^2 \Theta_2))^{0.5} \quad (3)$$

$$\bar{\varepsilon}_\varepsilon^{-2} = (\beta_{\varepsilon 2}^2 \cos^2 \Theta_2 - \beta_{\varepsilon 1}^2 \cos^2 \Theta_1) / (24\pi \sin^2 \Theta_1) \quad (4)$$

Где D -размер окр; λ -длина волны излучения; Θ -угол аналитического пика, $\Delta d/d$ - величина микроискажений; β -физическое уширение; $c = \sin \Theta_2 / \sin \Theta_1$; ε -микродеформация.

$$D = \frac{90\lambda K_k}{\pi^3 \left[\frac{\eta_h w_h}{a\eta_h + b} - \frac{\eta_g w_g}{a\eta_h + b} \right] \cos \Theta_0} \quad (5)$$

$$\varepsilon = \frac{\pi}{360 \tan \Theta_0} \left\{ \frac{(c\eta_h + d)w_h^2}{2(a\eta_h + b)} - \frac{w_g^2(c\eta_g + d)}{2(a\eta_g + b)} + \frac{\pi^2(K_T^2 / 2K_k^2)\eta_h^2 w_h^2}{(a\eta_h + b)^2} + \frac{\pi^2 \eta_h w_h (2 - (K_T^2 / K))\eta_g w_g}{(a\eta_h + b)^2} + \frac{\pi^2((K_T^2 / K_k^2) - 1)\eta_g^2 w_g^2}{2(a\eta_g + b)^2} \right\}^{0.5} \quad (6)$$

$$D = 90\lambda K_k \left\{ \pi^3 \left[\frac{\frac{\eta_{Lh} w_{Lh}^2 + \eta_{Rh} w_{Rh}^2}{a(\eta_{Lh} w_{Lh} + \eta_{Rh} w_{Rh}) + b(w_{Lh} + w_{Rh})}}{\frac{\eta_{Lg} w_{Lg}^2 + \eta_{Rg} w_{Rg}^2}{a(\eta_{Lg} w_{Lg} + \eta_{Rg} w_{Rg}) + b(w_{Lg} + w_{Rg})}} \right] \cos \Theta_0 \right\}^{-1} \quad (7)$$

Где- η_{Lh} , η_{Lg} , η_{Rh} , η_{Rg} — доля функции Лоренца(Коши) для экспериментальной и эталонной линии левой и правой ветви рефлекса; w_{Lh} , w_{Lg} , w_{Rh} , w_{Rg} —экспериментальная ширина линии и ширина линии эталона по левой правой ветви рефлекса; λ -длина волны; $a=\pi-(\pi/\ln 2)^{0.5}$; $b=(\pi/\ln 2)^{0.5}$; $c=2\pi-\pi^{0.5}/\ln 2^{3/2}$; $d=\pi^{0.5}/\ln 2^{3/2}$; K_T , K_k - коэффициенты формы частиц, для сферических частиц $K_k=1$, $K_T=0$

Параметры асимметричности рефлекса с $d=0389$ нм. и $d=0.1898$ нм. представлены в таблицах № 2-3, а результаты расчетов параметров дефектности в таблицах 4-5.

Таблица 2
Параметры $V_{0.5}/V$ измеренные для левой и правой ветви рефлекса образца селенита при $d= 0.1898$ нм

минерал	селенит		Эталон гипса	
	левая	правая	левая	правая
$V_{0.5}/V$	0.73	0.94	0.92	0.66
V	0.140	0.110	0.055	0.081

Таблица 3
 Параметры $V_{0.5}/V$, V измеренные для левой и правой ветви рефлекса
 образца селенита при $d= 0.389\text{нм}$

минерал	селенит		Эталон гипса	
	левая	правая	левая	правая
$V_{0.5}/V$	0.67	0.94	0.65	0.80
V	0.165	0.110	0.07	0.105

Таблица 4
 Параметры D по различным зависимостям

Минерал	D , нм				
	1	2	3	4	5
	[3]	[4]	[13]-1	[13]-2	[13]-3
селенит	24.1	12.5	82	51.0	41.9
солеотложен ие	42	38.5	37	-	-
Мелкозернис тый	14.3	4.4	35	-	-

Таблица 5
 Параметры- ϵ по различным зависимостям

Минерал	$\epsilon \cdot 10^3$				
	1	2	3	4	5
	[3]	[4]	[13]-1	[13]-2	[13]-3
селенит	1,904	0,95	4,6	4,8	2,22
солеотложение	0,57	0,52	9,7	-	-
Мелкозернистый	0,135	1,41	1,41	-	-

Рассмотрим полученные результаты (таблицы 4,5). В колонках №1-2 представлены результаты расчета с использованием 2 рефлексов гипса 004 и 008 по методикам [3,4] без учета асимметрии пика. Наиболее максимальными значениями D характеризуется гипс солеотложений растущий в свободном пространстве трубы, а минимальными значениями мелкозернистый гипс. В колонке 3 представлены данные расчета по одному пику [13], в которых значения D имеют большие величины, чем в колонках №1-2. В колонках 4 и 5 показаны результаты расчета с учетом асимметрии пиков: для $hkl= 008$ – колонка 4, а для 004 колонка 5. Значения D в колонках 4 и 5 близки между собой и повышены относительно данных в колонках 1-2. Повышенные значения возможно могут быть связаны с неточностью значений коэффициентов формы частиц K_T , K_K , которые произвольно приняты для случая сферических частиц $K_K=1$, $K_T=0$. Кроме того расчеты проводились без использования программных средств, доля функции Коши по ветвям рефлекса определялась графически исходя из [8], рефлекс делился по максимуму а не по

центру тяжести. Таким образом, результаты анализов показали возможность использования описанных методов для получения параметров дефектности гипса и иных минералов по использованным методикам.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Иванова М.Ю., Короткова Г.А., Кравцова И.Ю., Сидоренко Г.А. Складнева В.М.* Исследование минералов группы каолинита комплексом кристаллохимических методов / Исследование структурного состояния и состава минеральных веществ комплексом кристаллохимических методов, (сборник научных трудов), ВИМС, М, 1987, 92с.
2. *Кривошуккая Л.Н., Занин Ю.Н., Григорьева Т.Н.* Оценка степени совершенства кристаллической структуры апатитов различного генезиса методом Фурье анализа // Доклад АН СССР, 1976.-Т.226.№5-1162-1165с.
3. *Нагорнов В.П., Смыслов Е.Ф.* Аналитические выражения для определения размеров блоков и величин микроискажений в рентгеновском методе аппроксимации. Рег. № 275–81. Деп.УДК539.26. Аннотация опубли. в журнале «Известия вузов. Физика», 1981 – Т. XXIV, № 3 –С. 123
4. *Селиванов В.Н., Смыслов Е.Ф.* Экспрессные методы рентгеновского анализа распределений кристаллитов и дислокационной структуры деформированных поликристаллитов. Теоретические и практические аспекты методов. Ч. 1 // Материаловедение. – 1998. – № 4. – С. 2-9.
5. *Селиванов В.Н., Смыслов Е.Ф.* Экспрессные методы рентгеновского анализа распределений кристаллитов и дислокационной структуры деформированных поликристаллитов. Теоретические и практические аспекты методов. Ч. 2 // Материаловедение. – 1998. – № 5. – С. 11-15.
6. *Смыслов Е.Ф., Нагорнов В.П.* Простой критерий выбора аппроксимирующих функций // Аппаратура и методы рентгеновского анализа. Вып. 34 – Л.: Машиностроение, Ленингр. отд-е, 1985 – С. 140-141.
7. *Смыслов Е. Ф., Селиванов В. Н.* Экспрессный метод определения интегральной ширины и ее составляющих фойгтовской рентгеновской линии. Завод. лаб. 1998, N 5, с. 19-20
8. *Селиванов В.Н., Гряднева Л.И.* Простой метод анализа уширений рентгеновских дифракционных линий с использованием функции фойгта. Завод. лаб..1986. Т .52, N 8, с. 36-38.
9. *Сидоренко Г.А.* Рентгеноструктурный анализ как средство изучения реального строения минералов. В кн.: Рентгеногр.мин. сырья. Воронеж: Изд-во Воронеж.ун-та, 1979, с.8-16.
10. *Садовничий Р.В., Михайлина А.А., Рожкова Н.Н.* Морфологические и структурные особенности кварца шунгитовых пород максовской залежи // Труды Карельского научного центра РАН. – 2015. –

11. *Таусон В.Л., Абрамович М.Г.* Физико-химические превращения реальных кристаллов в минеральных системах. Новосибирск: Наука. Сибирское отделение, 1988. - 268 с.

12. *Франк-Каменецкий В.А., Котов Н.В., Гойло Э.А., Ключкова Г.Н.* Типоморфизм структурного состояния глинистых минералов. В кн.: Типоморфизм минералов и его практическое значение. М.: Недра, 1972, с.72-76.

13. *Juan Pantoja-Cortes , Florentino Sanchez-Bajo and Angel L Ortiz* A line-broadening analysis model for the microstructural characterization of nanocrystalline materials from asymmetric x-ray diffraction peaks. JOURNAL OF PHYSICS. Matter **24** (2012).

НАПРАВЛЕНИЯ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ОСВОЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ НА ПРИМЕРЕ КАРАБИКУЛОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Д.И.Гаврилов, Л.Н.Хромых

*Самарский государственный технический университет
Самара, Россия*

Аннотация. В данной статье рассматриваем принятые технологии разработки – методы увеличения нефтеотдачи - Карабикуловского месторождения. Анализируем 2-х скважинный SAGD и 3-х скважинный SAGD, указываем рекомендации к применению. В конце делаем выводы по проделанной работе.

Ключевые слова: пароциклическая обработка, парогравитационное воздействие, сверхвязкие нефти, методы увеличения нефтеотдачи.

Основные перспективы добычи тяжелой нефти в Самарской области связаны с ресурсами сверхвязкой нефти (СВН), распространенными практически по всей территории севера Самарской области. На текущий момент на государственном балансе запасы СВН в размере 10,3 млн.т.

Первоочередной объект - пласт У-2 Карабикуловского месторождения. Основными отличительными особенностями являются терригенный коллектор с хорошими фильтрационными свойствами, небольшая глубина залегания (50-400м), крайне высокая вязкость нефти в пл.у. – 10-160мПа*с, низкое пластовое давление, крайне низкое газосодержание.

Для количественной оценки значений вязкости нефти в различных интервалах разреза была разработана специальная методика:

- вытеснение нефти из керна за счет термокапиллярной пропитки при длительной выдержке керна в горячей воде при температуре 70-80 °С;
- сбор выделившейся нефти (с 15 см выход составляет 10-15 мл);

- реологические исследования образца нефти на малообъемном ротационном вискозиметре.

Всего по итогам исследования нефти из 17 образцов керна 3-х скважин (№7, №6, №3) были получены значения вязкости нефти на различной глубине отбора. Полученные результаты исследования приведены на рисунках ниже.

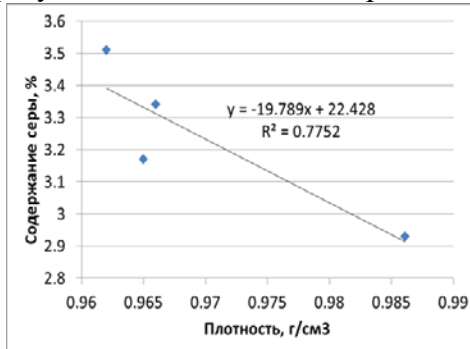


Рис 1. Зависимость содержания серы от плотности нефти

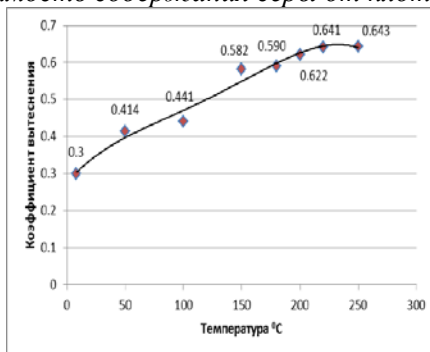


Рис2. Зависимость коэффициента вытеснения от температуры

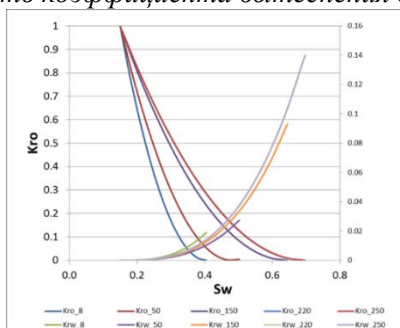


Рис 3. Общий вид функций ОФП по воде при различных температурах

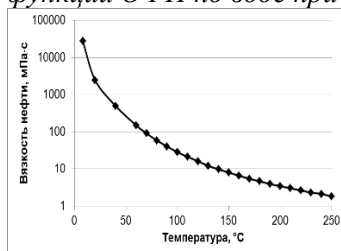


Рис 4. Зависимость вязкости нефти от температуры

Одной из ключевых скважинных технологий, применяемых для разработки залежей нефти с низкой подвижностью в пластовых условиях – метод термогравитационного дренирования пласта (ТГДП или SAGD), предполагающий разбуривание залежи парами горизонтальных скважин, расположенных параллельно одна над другой в нижней части продуктивного пласта.

Основным ограничением при реализации этого метода является толщина пласта не менее 10 м, обусловленная допуском по бурению скважин и необходимостью выдержки среднего расстояния между нагнетательной и добывающей скважиной – обычно 5 м по вертикали для обеспечения возможности создания гидродинамической связи в ходе предварительного прогрева пласта.

Для связанных коллекторов толщиной от 5 до 10 метров предложено применить технологию пароциклических обработок через систему горизонтальных скважин.

На пласты и пропластки СВН менее 5 метров, в связи с отсутствием эффективных технологий для их освоения, разработка не запланирована.



Рис 5. Парогравитационное дренирование пласта

Согласно принятому варианту проектно-технологического документа, разработка залежи будет осуществляться системой из 12 пар скважин ТГДП с расстоянием между соседними парами скважин – 100 м и системой одиночных горизонтальных пароциклических скважин.

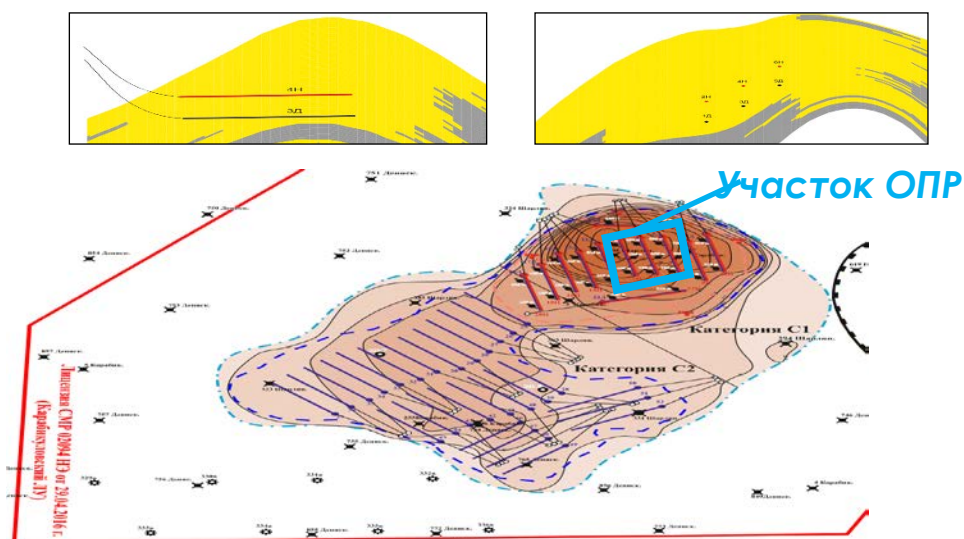
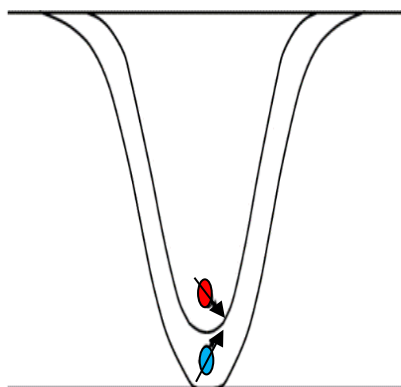


Рис 6. Схема расположения скважин

Был рассмотрен вариант совершенствования технологии ТГДП, позволяющий устранить основной недостаток – слишком близкое расположение нагнетательной и добывающей скважин – дополнительное бурение к 2-м горизонтальным скважинам еще одной нагнетательной скважины на минимальном расстоянии от кровли пласта.

Базовая технология SAGD



3-х скважинный SAGD

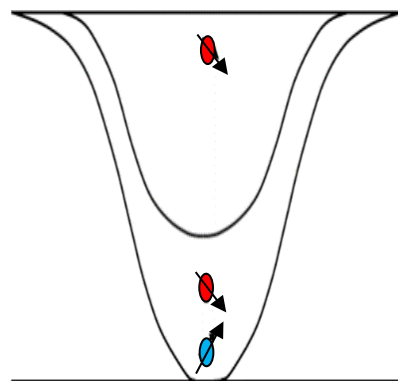


Рис 7. Вариант совершенствования технологии ТГДП

Для оценки технологического эффекта применения технологии в масштабах месторождения были выполнены численные гидродинамические

расчеты эффективности технологий ТГДП и трехскважинного ТГДП для купольной зоны пласта У-2 Карабикуловского месторождения.

Динамики добычи нефти 2-х и 3-х скважинного SAGD **Динамики паронефтяного отношения 2-х и 3-х скважинного SAGD**

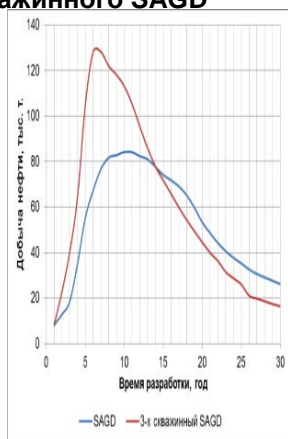


Рис 8. Сравнение прогнозных технологических показателей разработки

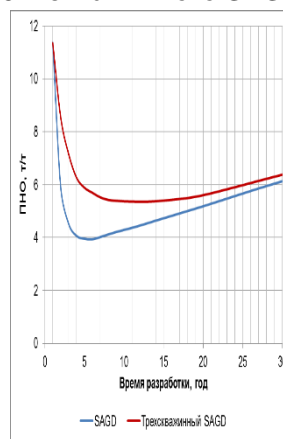


Рис 9. Выравнивание профиля закачки пара

С целью выравнивания профиля закачки пара по длине горизонтального ствола предполагается использовать устройство с ограниченной перфорацией в нагнетательных скважинах. Равномерность профиля закачки пара вдоль ствола скважины будет достигаться за счет распределенной подачи пара в пласт через систему отверстий ограниченного сечения. Результат численного расчета эффективности технологии перфорации с ограниченной пропускной способностью представлен ниже.

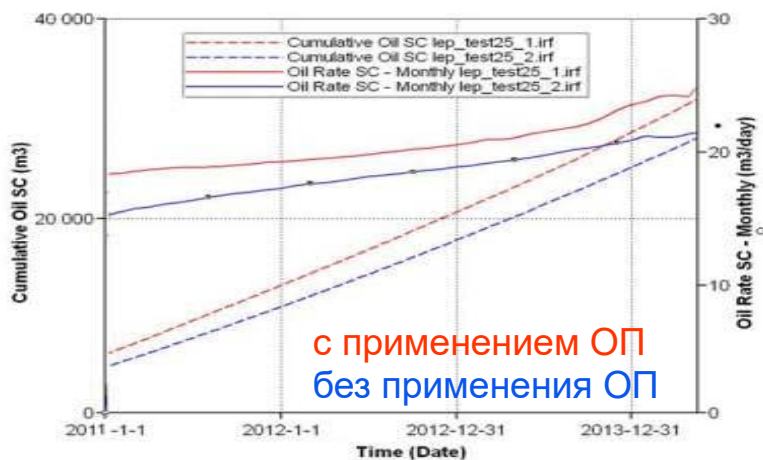


Рис 10. Дебит по нефти и накопленная нефть после прорыва

Для оценки влияния неоднородности свойств нефти по разрезу на эффективность разработки на основе экспериментальных зависимостей была

разработана композиционная модель пластовой нефти, предполагающая изменение плотности и вязкости нефти по разрезу залежи. Композиционная модель интегрирована в гидродинамическую модель пласта У-2 Карабикуловского месторождения. Распределение вязкости и плотности нефти по разрезу в ГДМ представлено ниже.

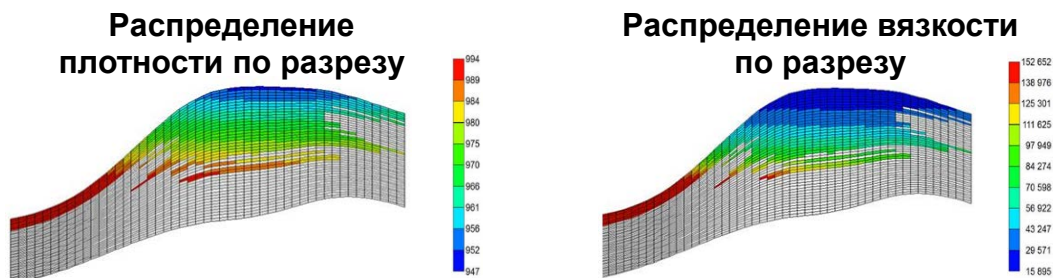


Рис 11. Распределение плотности и вязкости по разрезу

Так же представлены расчетные динамики изменения параметров плотности и содержания серы в нефти.

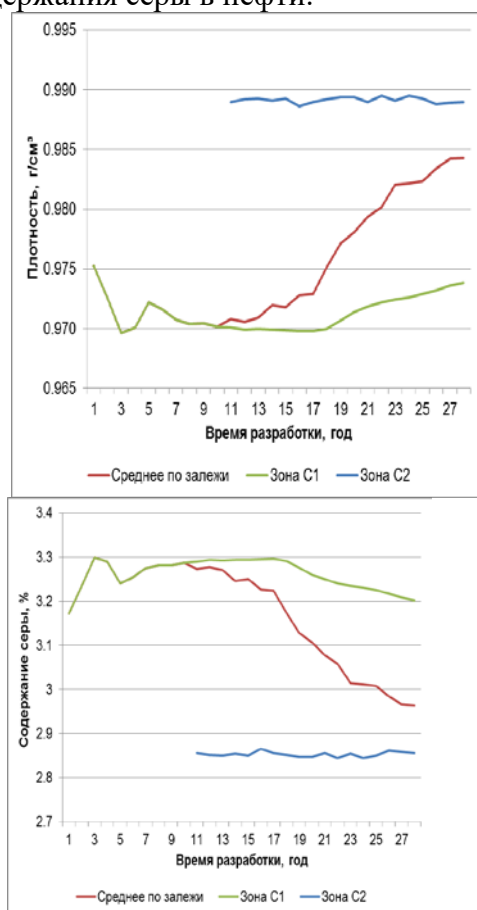


Рис 12. Содержание плотности и серы в нефти

При разработке наименее погруженных участков залежи (зона С1) планируется добыча более легкой нефти, имеющей меньшую плотность и большее содержание серы. По мере перехода к углубленным участкам залежи (зона С2) планируются увеличение плотности и снижение содержания серы в составе добываемой нефти.

Итак, в данной работе представлены результаты работ по определению реологических свойств сверхвязкой нефти Карабикуловского месторождения, представлены методики учета данных свойств на эффективность применения технологии термогравитационного дренирования пласта (SAGD). Представлены основные направления совершенствования данной технологии, связанной с возможным переносом закачки пара в кровлю пласта и применением устройств выравнивания профиля закачиваемого пара. Показано влияние учета свойств нефти по разрезу залежи, а также представлен технологический эффект от применения предложенных технологий.

ВЫБОР ТЕХНОЛОГИИ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ ДЛЯ ПЛАСТА Б₂ МАЛИНОВСКОГО КУПОЛА РАДАЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Ю.А.Головина, Ю.А. Дубовицкая

*Самарского Государственного Технического Университета
Самара, Россия*

THE CHOICE OF TECHNOLOGY POLYMER FLOODING FOR FORMATION B₂ MALINOWSKI DOME RUZAEVSKOGO FIELD

Y.A. Golovina, Y.A. Dubovitskaya

Samara State Technical University

Аннотация

Рассмотрены методы повышения нефтеотдачи пласта Б₂ Малиновского купола через полимерное заводнение со сшивателя. Отмечены достоинства метода воздействия ВУСами. Рассмотрена модификация полимерного заводнения с учетом геолого-физических особенностей пласта. Рассмотрен комплекс мероприятий по интенсификации работы низкопроницаемых пропластков.

Abstract

The methods of increasing oil recovery of the B2 reservoir of the Malinovsky dome through polymer flooding with a stapler are considered. Advantages of the method of influence by Tastes are marked. The modification of polymer flooding taking into account geological and physical features of the formation is considered. The complex of measures to intensify the work of low-permeability plastics is considered.

Ключевые слова: полимерное заводнение, вязкость, сшиватель, неоднородность пласта, нефтеотдача, обводненность, скважина.

Keywords: polymer flooding, viscosity, binder, heterogeneity of the reservoir, oil recovery, water content, well

Высокая вязкость нефти и сильная неоднородность пласта B₂ обуславливают низкий охват пласта процессом заводнения. В соответствии с условиями эффективного применения новых методов наиболее подходящим для данных условий является метод полимерного заводнения, когда нефть вытесняется путем закачки в пласт водорастворимых полимеров высокого молекулярного веса. Их небольшие добавки резко снижают подвижность воды.

Вытеснение нефти агентами повышенной вязкости, способными провоцировать проявление остаточного фактора, приводит к гашению вязкостной нефтеустойчивости и выравниванию фронта вытеснения в неоднородных пластах, что позволяет повысить охват пласта заводнением и, в конечном итоге, нефтеотдачу.

Выбор технологии воздействия на пласт осуществляется на основе многовариантных расчетов, используя математическую модель процесса вытеснения нефти водой и полимерными системами из неоднородного пласта с учетом его реальных геолого-физических характеристик, а также с учетом свойств, насыщающих пласт жидкость.

Учитывая геолого-физические особенности пласта B₂ Малиновского купола, используется не обычное полимерное заводнение, а его модификация, исходя из таких особенностей пласта, как высокие значения проницаемости - 2.633 мкм² (при диапазоне измерения 15-4146 мкм² и коэффициенте вариации при нормальном распределении проницаемости 0.596 %) и вязкости нефти-64.1 мПа*с.

Эта модификация заключается в том, что на первой стадии закачки полимерной оторочки периодически путем подкачки сшивающих агентов в пласт нагнетается композиция, способная существенно повысить сопротивления в высокопроницаемых прослоях пласта; что позволяет выровнять неоднородность по проницаемости.

С целью повышения эффективности процесса в пластах с высокой проницаемостью в раствор полимера вводится сшиватель. Технология

полимерного воздействия с использованием сшивающих агентов предусматривает последовательную закачку в пласт раствора полимера, в которой периодически дозируется раствор «сшивателя», обеспечивающего получение композиции с повышенными реологическими характеристиками, затем оторочки полимера без сшивателя и воды.

В качестве сшивающего агентов рекомендуется использовать хромонатриевые квасцы (ХНК) или ацетат хрома (АХ).

Хромонатриевые квасцы содержатся в отходах производства ионана в виде 60-80 %-ного раствора, в котором имеются такие примеси органических веществ, в частности, уксусная кислота. Вследствие того, что реакция сшивки между макромолекулами полиакриламида в присутствии ХНК протекает очень быстро, при применении ХНК возможен вариант только четочной закачки полимеров и сшивателей.

Применение указанных отходов требует проведения ряда технических мероприятий: сооружение накопительных кислотостойких емкостей на месторождении и комбинате синтетических душистых веществ, транспортировки отходов специальными цистернами и некоторые другие мероприятия.

В связи с вышесказанным, в качестве сшивающего агента наиболее технологичным является порошкообразный ацетат хрома, однако, он дефицитен и приобретается только по импорту. Общая его потребность составляет 9.5 т, среднегодовая - 2.375 т/год.

Другим методом повышения нефтеотдачи пластов является воздействие на них вязкоупругими составами (ВУС).

Многочисленными геофизическими, экспериментальными и промысловыми исследованиями установлено что, одним из важных факторов, влияющих на эффективность разработки нефтяных месторождений, является неоднородность репродуктивных пластов по проницаемости. В сильно неоднородных пластах вытеснение даже относительно маловязкой нефти приводит к ускоренной выработке отдельных высокопроницаемых прослоев и обводнению скважин. При этом основная нефтенасыщенная толщина пласта вырабатывается чрезвычайно медленными темпами, а наиболее низкие по проницаемости слои могут быть вообще выключены из процесса разработки.

Исследованиями установлена возможность повышения эффективности процесса вытеснения нефти путем воздействия на пласт ограниченными объемами изолирующих материалов через нагнетательные и высокообводненные добывающие скважины.

В итоге сущность метода воздействия ВУСами сводится к следующему:

- воздействие на призабойную зону пласта (ПЗП) нагнетательных и высокообводненных добывающих скважин изолирующими материалами приводит к снижению расхода воды по промытым высокопроницаемым слоям;
- уменьшению притока жидкости;

- снижению забойных давлений в добывающих скважинах.

В результате, за счет увеличения перепада давления на пласт в процессе вытеснения вовлекаются нефтенасыщенные слои пониженной проницаемости.

Дополнительным способом интенсификации работы низкопроницаемых слоев в некоторых случаях является повышение давления закачки воды в системе поддержания пластового давления, а также применение интенсифицирующих агентов для повышения проницаемости низкопроницаемых слоев. В качестве интенсифицирующих агентов применяются различные поверхностно-активные и кислотные составы.

Достоинством метода воздействия ВУСами является:

- применение в терригенном и карбонатном коллекторах даже при наличии трещин;
- при любом значении вязкости нефти;
- при искусственном и естественном водонапорном режимах вытеснения;
- при вытеснении пресными или минерализованными водами;
- в сочетании с физико-химическими методами повышения нефтеотдачи (заводнение с ПАВ, мицеллярное, щелочное, закачка CO₂), где реализация невозможна без предварительного снижения (проводимости трещин или про-пластов аномально высокой проницаемости);
- не требует капитального строительства.

С наибольшей эффективностью метод воздействия ВУСами реализуется на залежах с ярко выраженной слоистой неоднородностью, изолированностью прослоев между собой глинистыми перемычками. Промежуточное положение по уровню эффективности применение метода занимают залежи с частичной изолированностью прослоев. Наименьший технологический эффект достигается в случаях гидродинамической связи между пропластками (прослоями). В целом конечный результат применения метода увеличения нефтеотдачи является сложной функцией неоднородности залежи, степени её послойной или зональной выработанности и целого ряда технологических параметров (количество и качество ВУС, условия закачки).

Кроме методов повышения нефтеотдачи пластов через полимерное заводнение со сшивателем и воздействие ВУСами третьим методом является их сочетание.

Исходя из условий разработки пласта Б₂, для его реализации в центральной части пласта проводится закачка раствора сшитого полимера, а с целью реализации выработки приконтурной зоны, работающей на естественном упруговодонапорном режиме, воздействие на высокообводненные добывающие скважины вязкоупругими составами (ВУС). Совместное применение двух методов увеличивает нефтеотдачу на 10 %.

В силу ряда причин в качестве метода повышения нефтеотдачи получило применение полимерное заводнение со сшивателем.

На I участке Малиновского купола, с учетом осуществления в настоящее время полимерного заводнения, технология комплексного воздействия внедрена с 1993г.

Технология воздействия на пласт с применением сшивающей полимерной системы предназначена для уравнивания проницаемостной неоднородности пласта и за счет этого - увеличения охвата пласта заводнением как по толщине его, так и по площади и вовлечения в процесс разработки слабо дренируемых низкопроницаемых коллекторов.

Воздействие осуществляется путем закачки в нагнетательные скважины определенных объемов сшивающей полимерной системы (подбираются индивидуально по скважинам) и, после образования сшитой системы, в трещинах и высокопроницаемых коллекторах, интенсификации работ низко проницаемых коллекторов. По окончании воздействия скважины переводятся под закачку воды. При необходимости до и после обработки проводится воздействие на призабойную зону пласта соляной кислотой.

СПС представляет собой композицию, состоящую из растворов полиакриламида и ацетата хрома в минерализованной (в данном случае - сточной, Радаевского месторождения) воде в отношении:

полиакриламид - 0.15 % вес, ацетат хрома-0.915 % вес. минерализованная вода - остальное.

Комплекс мероприятий по интенсификации работы низкопроницаемых пропластков рассмотрен ниже. 0.15 %-ный раствор полимера готовится на минеральной воде путем смешивания порошка полимера с протоком воды в эжекторе с последующим поступлением полимерной пульпы в емкости дорастворений Е-3 и Е-4. В емкостях дорастворения с помощью лопастных мешалок полимер полностью растворяется в течение 2-х часов перемешивания заполненной полимерной пульпой емкости. Раствор полимера подается на прием основного насоса. Туда же подается раствор сшивателя (ацетат хрома) концентрацией 10 %.

Раствор полимера и сшивателя смешиваются в насосе и подаются на разделительную гребенку водораспределительного пункта (ВРП), где композиция СПС распределяется по скважинам.

Объем закачивания реагентов обуславливается величиной, запланированной к закачке оторочки на каждую скважину (3 тыс. м³) или реакцией скважин на закачку. Реакция скважины на закачку выражается в снижении приемистости на 15-20 % от первоначального значения или повышения давления на ту же величину.

Первые скважины, реагирующие на закачку СПС до указанных величин, отключаются от закачки. Остальные скважины отключаются после закачки всего объема оторочки. Время гелеобразования составляет 5 суток. После окончания этого времени они вновь подключаются под закачку минерализованной артезианской воды в течение 5-ти суток.

Проводятся исследования с применением геофизических и гидродинамических методов: определение приемистости и профиля приемистости, пьезо- и гидропроводности, проницаемости призабойной и отдаленной зон пласта. Затем проводится постоянная закачка 0.1 %-ного раствора ПАН в течение, по крайней мере, 6-ти месяцев, после чего проводится оценка результатов воздействия и принимается решение о дальнейшем продолжении работ.

Добывающие скважины с обводненностью свыше 70 % обрабатываются двухкомпонентными ВУСами (0.4 % ПАН, 0.2 % АХ) в минерализованной воде.

Поскольку отечественная промышленность не выпускает полимеры, отвечающие требованиям, предъявляемым для целей увеличения нефтеотдачи, на Малиновском куполе Радаевского месторождения используются импортные порошкообразные полиакриламиды. Для данного месторождения наиболее подходящими являются поставляемые Японскими фирмами полимеры марки РДА-1041 и ДКС-ORPF-40NT, а также Accotrol S-622, которые оказались совместимыми с артезианской водой.

Используемые полимеры и их растворы по своим физико-химическим параметрам соответствуют требованиям, предъявляемым к полимерным загустителям для нефтедобычи.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

Надзор за разработкой Радаевского нефтяного месторождения Самарской области», 2015.

УДК 622.276.6

**РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМОВ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ
ГИДРАВЛИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ ИЗОТЕРМИЧЕСКИХ
ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ ПРОСТЫХ ТРУБОПРОВОДОВ,
ТРАНСПОРТИРУЮЩИХ ДВУХФАЗНЫЕ СИСТЕМЫ -
НЬЮТОНОВСКАЯ ЖИДКОСТЬ + Fe₂O₃
(ДИСТИЛЛИРОВАННАЯ ВОДА + Fe₂O₃С ДИАМЕТРОМ
ЧАСТИЦ 90 – 100 МКМ ПРИ 20°С) ПРИ УСТАНОВИВШЕМСЯ
РЕЖИМЕ ТЕЧЕНИЯ**

В.И. Зенин, Ю.П. Борисевич

*Самарский государственный технический университет
Самара, Россия
NataliX99@mail.ru*

На сегодняшний день принято считать, что алгоритмы, применяемые при гидравлических расчетах трубопроводных систем, детально разработаны и дают вполне сопоставимые с практическими замерами результаты, по крайней мере, для однофазных ньютоновских жидкостей при их изотермическом течении.

При этом, в качестве общепринятых алгоритмов, как правило, используют уравнения Дарси – Вейсбаха или Лейбензона [1,2].

Но уже при переходе к неизотермическим формам течения или неньютоновским системам даже для однофазных жидкостей идеалистическая картина начинает нарушаться, т.е. алгоритмы гидравлических расчетов, основанные на уравнениях Черникина, Букингема ит.п. [3], начинают давать результаты, весьма отличные от практических замеров.

Ещё более удручающе выглядит картина при переходе к двухфазным системам, не говоря уже о трех и многофазных образованиях.

При этом, если для систем жидкость – свободный газ и жидкость – жидкость (эмульсии) всё же удалось получить хоть какие – то приемлемые алгоритмы расчета (например, модели Фриделя, Локкарта – Мартенелли, Чисхолма или три модели для водо – нефтяных эмульсий [4]), то для таких систем как жидкость – механические (взвешенные) частицы приемлемые алгоритмы гидравлических расчетов удалось выработать только для отдельных достаточно узких и специфических моментов [5]).

Поэтому представляло большой интерес изучить описанную проблему и попытаться разработать справочные графики, которые позволили бы при проектировании трубопроводных систем более грамотно и точно выполнять соответствующие расчеты.

Для выполнения подобной работы была разработана специальная лабораторная установка, внешний вид которой и её гидравлическая схема представлены в нашей работе [6].

В качестве дисперсионной среды использовалась дистиллированная вода двойной перегонки.

В качестве дисперсной среды (механических примесей), имитирующих реальные взвешенные частицы в продукции нефтедобывающей отрасли, использовался:

Оксид железа (III) – Fe_2O_3 (осч2 – 4 ТУ 6-09-1418-78)

Все образцы рассеивались на вибростенде AS-200 с соответствующим набором сит, а навеска механических примесей взвешивалась на электронных весах OHAUS с точностью 0,01г.

Третья серия опытов (данная работа) была проведена на смеси: дистиллированная вода + Fe_2O_3 с Ø частиц 90 – 100 мкм при 20⁰С.

Результаты эксперимента представлены на рис. 1 и 2.

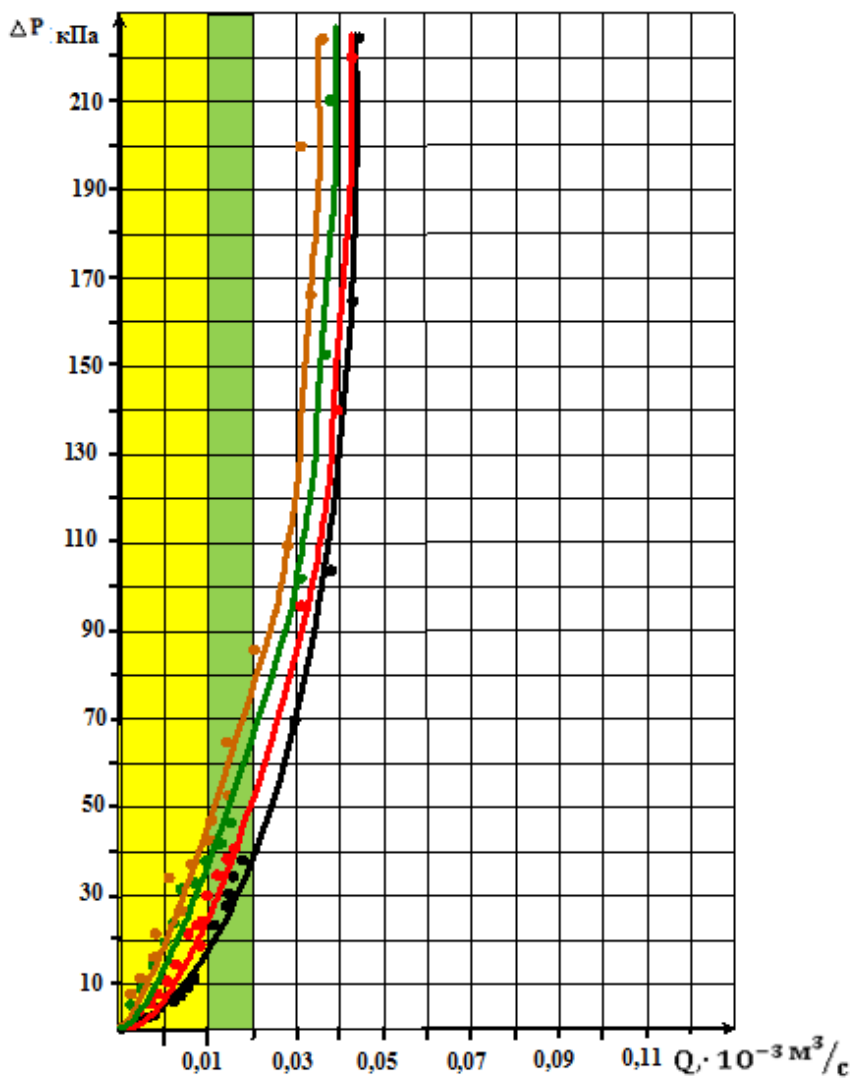


Рис.1. Зависимость пропускной способности трубопровода от потери давления на трение при транспортировании двухфазной системы: дистиллированная вода + Fe_2O_3 (Ø частиц 90 – 100 мкм) при 20 °С

- - экспериментальная кривая для дистиллированной воды
- - экспериментальная кривая для суспензии (100 мг/л)
- - экспериментальная кривая для суспензии (1000 мг/л)
- - экспериментальная кривая для суспензии (4000 мг/л)
- - ламинарный режим
- - турбулентный режим (зона гидравлически гладких труб)
- - турбулентный режим (переходная зона)

Из рис. 1. следует, что уже при ламинарном течении смеси при любых концентрациях дисперсной фазы (100 – 4000 мг/л) экспериментальные значения потерь давления на трение в зависимости от пропускной способности

трубопровода существенно расходятся не только с соответствующими потерями, полученными для дистиллированной воды, но и с потерями, полученными для смеси дистиллированная вода + Fe_2O_3 (\varnothing частиц 30 – 40 мкм).

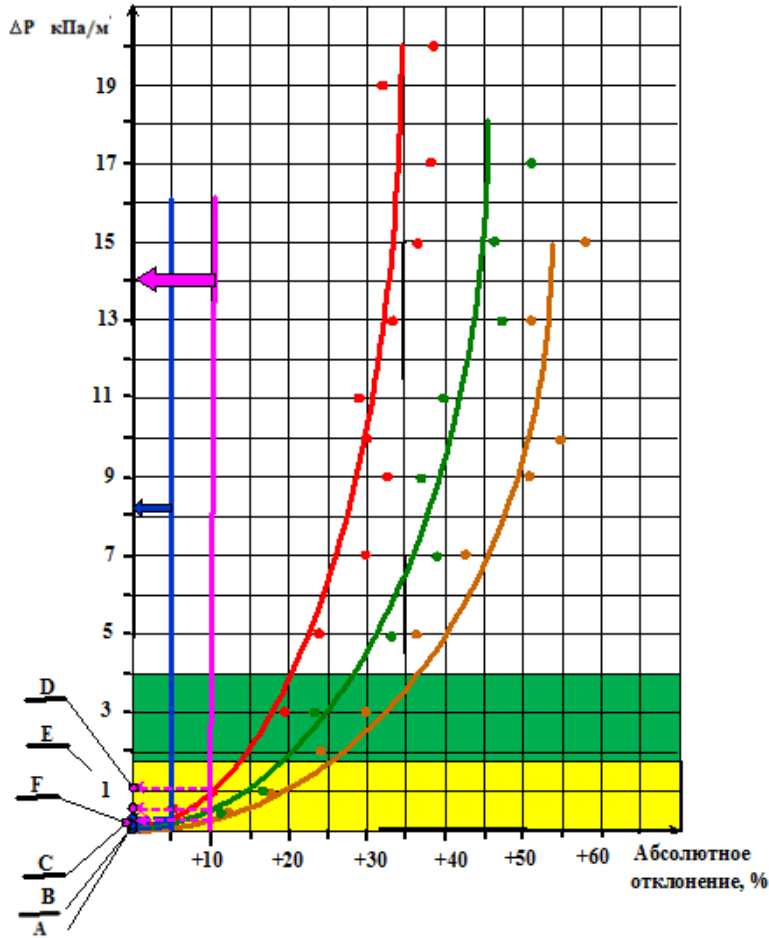


Рис.2. Зависимость абсолютного экспериментального отклонения удельного ΔP при транспортировании двухфазной системы дистиллированная вода + Fe_2O_3 (\varnothing частиц 90 – 100 мкм) от истинной (экспериментальной) величины удельного перепада давления при транспортировании однофазной дистиллированной воды при 20⁰С

- - дистиллированная вода + 100/мг/л Fe_2O_3
- - дистиллированная вода + 1000/мг/л Fe_2O_3
- - дистиллированная вода + 4000/мг/л Fe_2O_3
- - граница инженерной точности расчетов
- - граница точности прикладных расчетов
- - A, B, C, D, E, F – контрольные точки
- - ламинарный режим
- - турбулентный режим (зона гидравлически гладких труб)
- - турбулентный режим (переходная зона)

Причем, значения потерь давления для смеси всегда дают завышенные результаты по сравнению с потерями, полученными для дистиллированной воды и пониженные результаты смеси с частицами оксида железа с диаметрами частиц 30 – 40 мкм при любых концентрациях дисперсной фазы (100 – 4000 мг/л).

При переходе к первой разновидности турбулентного течения – так называемой области гидравлически гладких труб соответствующие отклонения ещё больше увеличиваются.

При переходе во вторую область турбулентного течения – так называемую переходную зону – отклонения ещё более возрастают.

А вот объяснить выявленные закономерности ещё более сложно.

Оставим пока вопрос открытым.

Полученные результаты позволяют определить область применения расчетных методов, полученных на основе дистиллированной воды, для реальных двухфазных систем при различных практических ситуациях (рис. 2).

Таким образом, из рис. 2. следует:

- при ламинарном течении инженерная точность при содержании дисперсной фазы 100 мг/л будет гарантироваться до тех пор, пока величина удельного перепада давления не превысит 0,3 кПа/м (точка С);

- при ламинарном течении инженерная точность при содержании дисперсной фазы 1000 мг/л будет гарантироваться до тех пор, пока величина удельного перепада давления не превысит 0,2 кПа/м (точка В);

- при ламинарном течении инженерная точность при содержании дисперсной фазы 4000 мг/л будет гарантироваться до тех пор, пока величина удельного перепада давления не превысит 0,1 кПа/м (точка А);

- при ламинарном течении прикидочная точность расчетов при содержании дисперсной фазы 100 мг/л будет гарантироваться до тех пор, пока величина удельного перепада давления не превысит 1,1 кПа/м (точка D);

- при ламинарном течении прикидочная точность расчетов при содержании дисперсной фазы 1000 мг/л будет гарантироваться до тех пор, пока величина удельного перепада давления не превысит 0,5 кПа/м (точка E);

- при ламинарном течении прикидочная точность расчетов при содержании дисперсной фазы 4000 мг/л будет гарантироваться до тех пор, пока величина удельного перепада давления не превысит 0,3 кПа/м (точка F);

- при турбулентном течении (зона гидравлически гладких труб) инженерная точность расчетов при содержании дисперсной фазы 100 мг/л не будет достигаться во всем диапазоне существования данного режима;

- при турбулентном течении (зона гидравлически гладких труб) инженерная точность расчетов при содержании дисперсной фазы 1000 мг/л не будет достигаться во всем диапазоне существования данного режима;

- при турбулентном течении (зона гидравлически гладких труб) инженерная точность расчетов при содержании дисперсной фазы 4000 мг/л не будет достигаться во всем диапазоне существования данного режима;

- при турбулентном течении (зона гидравлически гладких труб) прикидочная точность расчетов при содержании дисперсной фазы 100 мг/л не будет достигаться во всем диапазоне существования данного режима;
- при турбулентном течении (зона гидравлически гладких труб) прикидочная точность расчетов при содержании дисперсной фазы 1000 мг/л не будет достигаться во всем диапазоне существования данного режима;
- при турбулентном течении (зона гидравлически гладких труб) прикидочная точность расчетов при содержании дисперсной фазы 4000 мг/л не будет достигаться во всем диапазоне существования данного режима;
- при турбулентном течении (переходная зона) инженерная точность расчетов при содержании дисперсной фазы 100 мг/л не будет достигаться во всем диапазоне существования данного режима;
- при турбулентном течении (переходная зона) инженерная точность расчетов при содержании дисперсной фазы 1000 мг/л не будет достигаться во всем диапазоне существования данного режима;
- при турбулентном течении (переходная зона) инженерная точность расчетов при содержании дисперсной фазы 4000 мг/л не будет достигаться во всем диапазоне существования данного режима;
- при турбулентном течении (переходная зона) прикидочная точность расчетов при содержании дисперсной фазы 100 мг/л не будет достигаться во всем диапазоне существования данного режима;
- при турбулентном течении (переходная зона) прикидочная точность расчетов при содержании дисперсной фазы 1000 мг/л не будет достигаться во всем диапазоне существования данного режима;
- при турбулентном течении (переходная зона) прикидочная точность расчетов при содержании дисперсной фазы 4000 мг/л не будет достигаться во всем диапазоне существования данного режима.

Итак, чем выше концентрация дисперсной фазы (Fe_2O_3 с O частиц 90 – 100 мкм при 20 $^{\circ}\text{C}$) тем больше абсолютное отклонение потерь давления от аналогичных потерь для дистиллированной воды, но в любом случае эти отклонения меньше, чем для системы с диаметром частиц 30 – 40 мкм, при любой их концентрации.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Рабинович Е.З. Гидравлика. М. Недра, 1980.
2. Лурье М.В. Математическое моделирование процессов трубопроводного транспорта, нефти, нефтепродуктов и газа: Учеб. пособие. М. ФГУП Изд – во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. 2003.
3. Уилкинсон У.Д. Неньютоновские жидкости. М. Мир. 1964.
4. Уолли Г. Одномерные двухфазные течения. – М.Мир, 1972.
5. Ишмурзин А.А. Механика дисперсных систем в нефтегазовом производстве. – Уфа, РИЦ БашГУ, 2012.

6. *Борисевич Ю.П., Хохлова Н.Ю., Голованова Ю.В., Васильчук О.Ю.* Анализ классических алгоритмов для осуществления гидравлических расчетов изотермических горизонтальных простых трубопроводов, транспортирующих ньютоновские жидкости при установившемся режиме течения. *Естественные и технические науки*, № 4 (118), 2018, с.103 – 109

К ВОПРОСУ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ДАННЫХ ВЫВОДА СКВАЖИНЫ НА РЕЖИМ В КАЧЕСТВЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

О. А. Грибенников, А.А.Мельников

*Самарский государственный технический университет
Самара, Россия*

Аннотация

В данной работе рассматриваются перспективы определения фильтрационных свойств пласта посредством интерпретации математической модели вывода скважины на режим (ВНР), оборудованной установкой электроцентробежного насоса (УЭЦН). Производится сравнение эффективности способов анализа и расчета коллекторских свойств пласта при применении математической модели и при проведении гидродинамических исследований скважин (ГДИС).

Ключевые слова

Вывод скважины на режим, УЭЦН, математическая модель, коллекторские свойства пласта.

Нефтяная и газовая промышленности развиваются не так интенсивно, как это происходило в прошлом десятилетии. Причиной этому является заметное изменение структуры запасов нефти и газа и переводом основного фонда скважин на механизированный способ добычи, что в основном связано со значительной выработкой многих уникальных и крупных месторождений, а также открытием и вводом в разработку месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. Не только технологический подход влияет на степень выработки запасов, важную роль играет информация о фильтрационных свойствах пласта. Достижение планируемого увеличения добываемой продукции требует наиболее полного извлечения углеводородного сырья, использования новых технологий по нефтеотдаче пластов и интенсификации добычи нефти, что невозможно без повышения информационного обеспечения проектирования разработки и контроля за ее осуществлением.

Одним из способов получения исходной информации являются гидродинамические исследования скважин и пластов. Отличительной

особенностью данных исследований является то, что они отражают непосредственный процесс фильтрации жидкости в пластовых условиях и дают усредненную информацию по значительной части пласта. Самым распространенным видом исследований скважин, оборудованных УЭЦН, является снятие кривых восстановления давления (КВД) после остановки скважины и их дальнейшая интерпретация [1, 2].

Одним из главных недостатков метода КВД является то, что на период проведения исследования приходится выводить из работы добывающие скважины на длительный срок (обычно на срок до 7-10 суток) и терять при этом в добыче нефти.

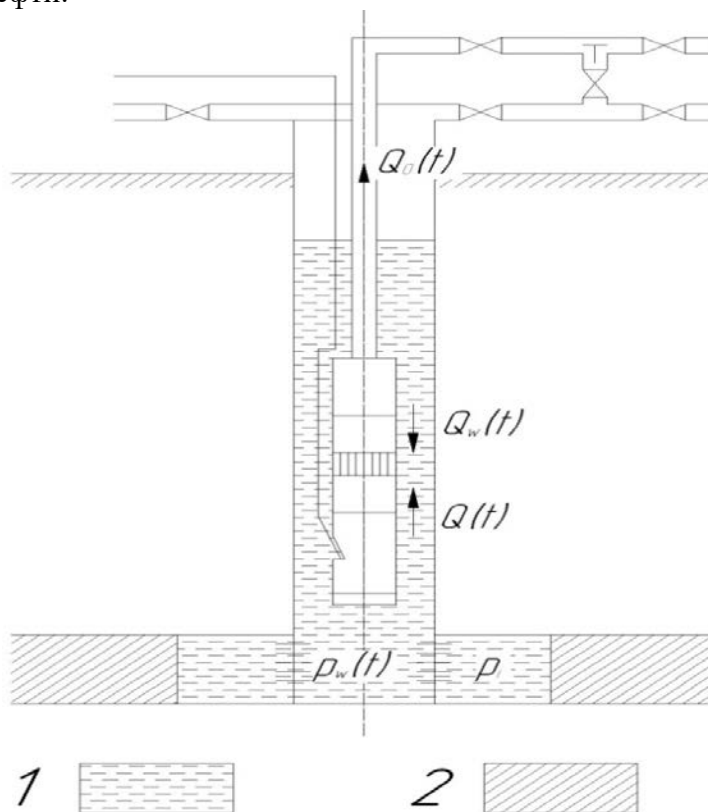


Рис.1. - Конструктивная схема скважины с УЭЦН (1 - жидкость глушения, 2 - пластовая жидкость).

В данной работе мы предлагаем рассмотреть такую технологическую операцию, как вывод скважины на режим в качестве средства мониторинга фильтрационных свойств пласта. Как и ГДИС, процесс вывода на режим является гидродинамической задачей, которая заключается в нестационарной работе, как самой скважины, так и пласта. Существуют математические модели [3, 4, 5], описывающие совокупность гидродинамических процессов, которые происходят в скважине при выводе на режим, а также учитывающие совместную работу пласта, скважины и насоса. То есть по данным вывода

скважины на режим существует возможность определения коллекторских свойств пласта.

Краткая характеристика рассматриваемой математической модели такова:

- Исследуемая скважина должна быть оборудована электроцентробежным насосом, схема представлена на рисунке 1;

- Основа модели - общее уравнение материального баланса, где для рассматриваемой ситуации жидкость постоянной плотности ρ , величина производительности насоса $Q_0(t)$, откачивающего жидкость, определяется как сумма скорости притока жидкости из затрубного пространства $Q_w(t)$ и из пласта $Q(t)$ (формула 1);

$$Q_0(t) = Q_w(t) + Q(t), \quad (1)$$

Скорость притока жидкости из затрубного пространства определяется как

$$Q_w(t) = -\frac{dV}{dt} = -F \frac{dH}{dt}, \quad (2)$$

где V - объем жидкости в затрубном пространстве, m^3 ;

F - площадь кольцевого пространства между эксплуатационной колонной и колонной НКТ, m^2 ;

H - высота уровня жидкости в затрубном пространстве, m .

Скорость притока жидкости из пласта определяется как

$$Q(t) = 2\pi h \vartheta(r_w, t), \quad (3)$$

где r_w - радиус скважины, m ;

h - толщина (мощность) пласта, m ;

$\vartheta(r_w, t)$ – скорость притока жидкости в пласт, m/s .

Расчет скорости может быть произведен по формуле Дарси [3]

- Давление в формуле Дарси удовлетворяет уравнению пьезопроводности, соответственно, уравнение пьезопроводности для плоскорадиальной симметрии:

$$\chi \left(\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\partial p}{\partial t}, \quad (4)$$

где χ - коэффициент пьезопроводности, m^2/s .

- Начальные и граничные условия формулы (4):

- начальное;

•

$$p(r, 0) = p_i, \quad (5)$$

•

- граничные;

•

$$\lim_{r \rightarrow \infty} p(r, t) = p_i, \quad (6)$$

$$p(r_w, t) = p_w(t) + Sr_w \frac{\partial p(r_w, t)}{\partial r}, \quad (7)$$

где p_i - начальное пластовое давление, Па;

$p_w(t)$ - давление на забое скважины, Па;

S - скин-фактор.

На данном этапе краткое представление математической модели завершим, полное описание математических операций представлены в [3].

Если рассмотреть конкретные цифры, то существуют значительные перспективы такого подхода. Так по статистическим данным за последние пять лет количество гидродинамических исследований скважин, произведенных добывающей компанией АО «Самаранефтегаз» в ЦДНГ 4 с 2013 по настоящее время, составило порядка 106 исследований (КВД, КВУ), в то же время выводов скважин на режим было порядка 1070 (см. рис.1).

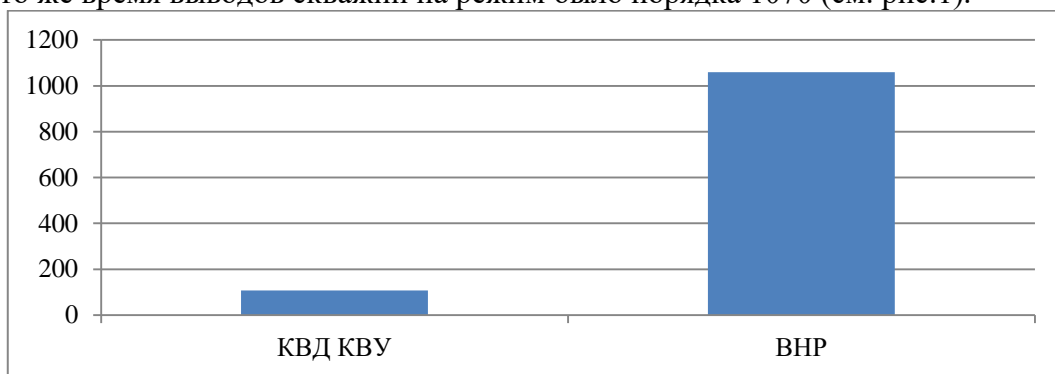


Рис.2. Диаграмма распределения ГДИС и ВНР за последние пять лет

На рисунке видно невооруженным глазом, что разница в количестве ВНР и ГДИС значительны. Также стоит провести сравнение применения математической модели определения коллекторских свойств пласта при ВНР и ГДИС. Ниже приведена таблица, где представлены преимущества и недостатки сравниваемых методов.

Таблица 1 - Сравнение ГДИС и ВНР

Фактор	ГДИС	ВНР
Проводится на непрерывно работающей скважине	-	-
пластовое давление;	+	+
коэффициент гидропроводности (проницаемости);	+	+
коэффициент пьезопроводности;	+	+
скин-фактор;	+	+
коэффициент продуктивности	+	+
отсутствие создания дополнительных условий для проведения исследования	-	+
Параметры продуктивного пласта для фильтрующихся флюидов	+	-

По данным таблицы 1 видно, что определение коллекторских свойств при ВНР имеют свои достоинства в отсутствии создания дополнительных условий для проведения данного исследования, а именно:

- не применяется дополнительное оборудование для исследования;
- существует возможность исключения подрядной организации для произведения данного исследования.
- увеличение охвата исследований фонда скважин

Сам процесс исследования имеет достаточно простой алгоритм:

- 1) Имеется какая - либо карта ВНР;

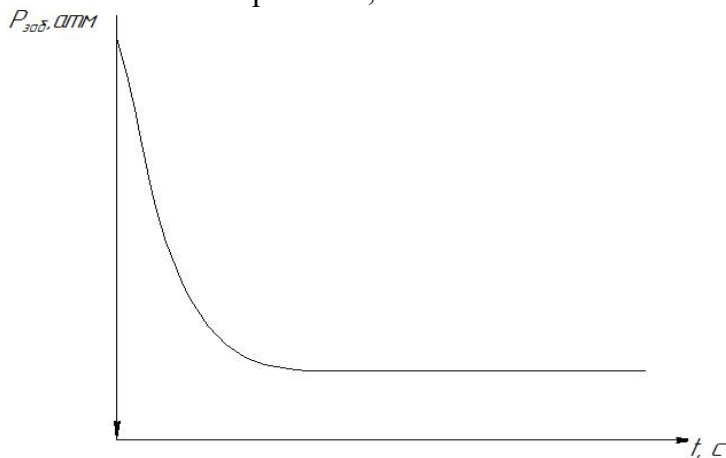


Рис.3. Изменение забойного давления во время ВНР скважины

2) По данной карты ВНР производим пересчет динамического уровня, а забойное давление по формуле 1, затем производим построение графика забойного давления (пример на рис. 2):

$$P_{\text{заб}} = \rho_{\text{ж.г.}} \cdot g \cdot (H_{\text{вдп}} - H_{\text{д}}) \quad (8)$$

-
- где $P_{\text{заб}}$ - забойное давление, атм;
- $\rho_{\text{ж.г.}}$ - плотность жидкости глушения, кг/см³;
- g - ускорение свободного падения, м/с²;
- $H_{\text{вдп}}$ - глубина верхних дыр перфорации, м;
- $H_{\text{д}}$ - динамический уровень, м.

3) Проводится аппроксимация по заданному типу уравнения $P_{\text{заб}}(t)$ методом наименьших квадратов;

4) Анализ полученного, посредством аппроксимации уравнения;

5) Определение коллекторских свойств;

6) Перевод полученных результатов на пластовый флюид.

Заключение

В данной работе был рассмотрен способ определения коллекторских свойств пласта, с использованием данных при таком технологическом процессе как вывод скважины на режим. Был произведен анализ, в результате которого стало ясно, что данный способ определения коллекторских свойств пласта имеет большую перспективу в будущем. Был приведен краткий алгоритм предполагаемой работы в будущем.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 18-35-00248.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1) *Earlougher, R.C. Jr.* Advances in Well Test Analysis.// Monograph Series, Richardson 1977., Texas: SPE, 5.

2) *Gringarten, A.C.* From Straight Lines to Deconvolution: The Evolution of the State of the Art in Well Test Analysis// SPE Reservoir Evaluation and Engineering 2008,11 (1): 41-62.

3) *Баландин Л.Н.*, Математическая модель процесса вывода на режим скважины, оборудованной УЭЦН/ Баландин Л.Н, Астафьев В.И, Грибенников О.А// SPE Reservoir Evaluation and Engineering, 2014. SPE-171306-RU.

4) *Ведерникова Ю.А.* Вопросы моделирования взаимного влияния скважин/ Ю.А.Ведерникова, И.Г.Соловьев // Вестник кибернетики.– Тюмень: ИПОС СО РАН, 2004,вып. 3. – С. 156-161.

5) *Мальцев Н.В.* Прогнозирование изменения параметров работы скважины при выводе на режим // Нефть, газ и бизнес. – 2012. – № 8. – С. 72 – 75.

УДК 622.276

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ ГАЗОНЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ ОБЪЕКТА ЯК-III-VII

Е.Э. Татарина, Т.И. Кузнецова

*Самарский государственный технический университет
Самара, Россия,
tatarinova-samgtu@mail.ru*

Ванкорское нефтегазоконденсатное месторождение является одним из месторождений сравнительно нового нефтегазодобывающего региона – Восточной Сибири. В административном отношении данное месторождение расположено на территории Туруханского и Дудинского районов Таймырского муниципального района Красноярского края. Ванкорское месторождение открыто в 1988 г. при бурении скважины Вн-1, из которой был получен аварийный фонтан газа. Первый приток нефти на месторождении получен в январе 1991 г. при испытании скважины Вн-6. Месторождение расположено в районе со сложными природно-климатическими условиями, и имеет сложное геологическое строение залежей[1,2].

Всего на Ванкорском месторождении к настоящему времени открыто 7 залежей, в том числе: три газовые залежи (пластов Дл-I-III, Як-I и Як-II), две нефтяные залежи (пластов Сд-IX и НХ-I), одна газонефтяная залежь (пластов Як-III-VII) и одна нефтегазоконденсатная залежь (пластов НХ-III-IV). По начальным балансовым, и извлекаемым запасам самым крупным объектом разработки данного месторождения является объект Як-III-VII, в котором сосредоточено больше половины запасов нефти и газа месторождения. Целью данной работы было рассмотрение геологического строения и особенностей разработки объекта Як-III-VII[3,4].

Продуктивные пласты, объекта Як-III-VII приурочены к отложениям яковлевской свиты, нижнемелового возраста. Кроме данного объекта, с отложениями яковлевской свиты связаны продуктивные пласты Як-I и Як-II. Залежь объекта Як-III-VII относится к пластово-сводовому типу, с наличием газовой шапки. Тип коллектора залежи терригенный, поровый. Сложен коллектор, преимущественно, песчаниками и алевролитами. Формирование пластов яковлевской свиты происходило в речной обстановке осадконакопления. Толщина данной свиты изменяется от 561 м до 652 м.

Средняя глубина залегания кровли объекта составляет –1671 м, высота залежи – в среднем 80 м, площадь 320 км².

В пределах месторождения объект Як-III-VII включает в себя Южную часть (один купол), Центральную часть и Северную часть (два малоамплитудных поднятия). северной части пропластки глины характеризуются значительно большими толщинами сравнительно с южной частью, что приводит к снижению нефтенасыщенной толщины, а также выделению изолированных линз. Геологический профиль рассматриваемого объекта представлен на рисунке 1.

Вышеописанные геологические особенности пластов, рассматриваемого в данной работе объекта, приводят к значительной изменчивости их фильтрационно-емкостных свойств (пористость изменяется от 23 до 27%, проницаемость от 450 до 570 мД) и высокой расчлененности (до 15 ед.), а также оказывают влияние на процесс разработки объекта Як-III-VII.

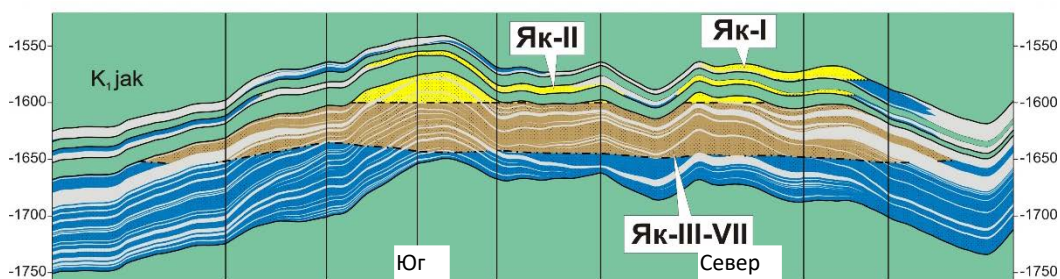


Рис. 1 - Геологический профиль объекта Як-III-VII

Нефть, содержащаяся в залежи, в пластовых условиях является легкой и маловязкой, малосернистой и малопарафинистой. По компонентному составу жидкой и газовой фаз пластовой и разгазированной нефти, в объекте Як-III-VII - сероводород отсутствует, нефтяной газ сухой, коэффициент жирности составляет 3,2 %, молярная доля метана в газе однократного разгазирования равна 94 %[4].

Разработка газонефтяной залежи объекта Як-III-VII, осуществляется с 2009 года. На 01.01.2018 г. на объекте пробурено более 300 скважин, в том числе: добывающих более 200, и нагнетательных более 80. Текущий отбор нефти от НИЗ – 23% при текущей обводненности – 65%. При этом текущий отбор газа газовой шапки от НГЗ – 61,9%. Накопленная компенсация отбора закачкой воды составила 51%. Текущее пластовое давление равно 13 МПа, при начальном пластовом давлении 15,9 МПа. Проектный фонд скважин реализован на 90%. Разработка пласта предполагает дальнейшее разбуривание залежи с площадной, блочно-квадратной системой, с длиной ГС 1000 м, а также применение различных методов воздействия на пласт.

Схема размещения скважин в южной и центральной частях залежи – совмещенная блочно-квадратная и трехрядная сетки горизонтальных скважин со стороной квадрата 2000 м и длиной горизонтального участка добывающих скважин 1000 м. Для более эффективной разработки северной части залежи блочно-квадратной сетки скважин была уплотнена до 700 м с сопутствующим снижением длины горизонтальной секции. Внутри блока и на стыках блоков размещены скважины уплотнения. Уплотнение сетки позволило вовлечь в разработку большее количество несвязанных линз (Рис. 2).

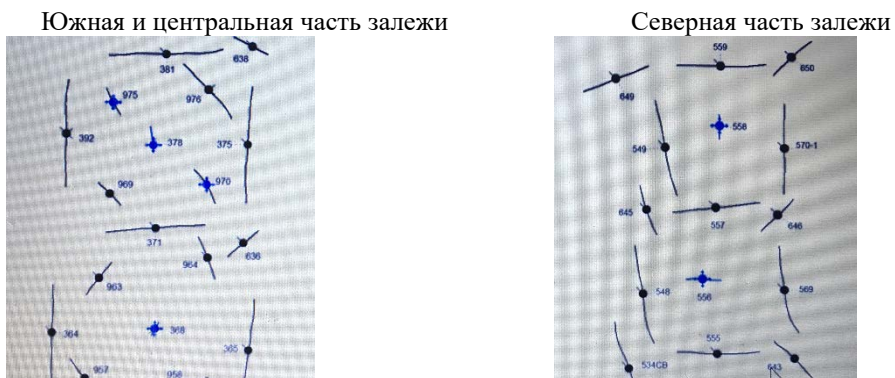


Рис. 2 - Схема размещения скважин на южной, центральной и северной частях объекта Як III-VII

На объекте Як-III-VII действует комбинированный режим разработки, включающий в себя: упругий водонапорный, жесткий водонапорный, газонапорный режимы, и режим растворенного газа. Наибольший вклад в процесс разработки объекта вносит жесткий водонапорный режим, на данный момент, составляющий 55 % от всей энергии пласта. Заметную поддержку пластового давления, за счет больших объемов воды в водонапорном горизонте, оказывает упругий водонапорный режим. Режим растворенного газа, к настоящему времени, из-за заметного снижения пластового давления ниже давления насыщения, также существенно влияет на поддержание энергетического состояния залежи. Влияние газонапорный режима на данный момент невелико, заметное влияние он оказывал только в начале разработки, и в период до формирования системы поддержания пластового давления [4].

Следует также отметить, что на энергетическое состояние залежи при разработке объекта Як-III-VII с одной стороны влияет снижение пластового давления ниже давления насыщения, за счет чего происходит разгазирование нефти и миграция высвободившегося газа в газовую шапку (ГШ). С другой стороны, при разработке может происходить опережающее снижение давления в ГШ, за счет прорывов газа в добывающие скважины и последующей фильтрации подвижной нефти в газонасыщенную зону, что может привести к потере извлекаемых запасов из-за появления остаточной нефтенасыщенности в области ГШ. В связи с этим необходимо

контролировать положение ВНК и ГНК и не допускать миграции подвижной нефти в ГШ. В случае перемещения ГНК вверх, необходимо рассмотреть вариант ограничения притока газа в добывающие скважины либо вариант барьерного заводнения [5-7].

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Горбатилов В.А., Соколов С.М.* Проблемы обустройства нефтяных месторождений в условиях Крайнего Севера// Нефтяное хозяйство. - 2008. №5. – С.19-21.
2. *Филимонова И.В., Эдер Л.В., Ожерельева И.В.* Стратегия развития нефтегазового комплекса Восточной Сибири и Дальнего Востока// Современные процессы в российской экономике: сб. науч. тр. ИЭОПП СО РАН. Новосибирск, 2011. С. 20-35.
3. Дополнение к технологической схеме разработки Ванкорского месторождения, ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть», г. Красноярск, 2009.
4. Дополнение к технологической схеме разработки Ванкорского месторождения, ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть», г. Красноярск, 2015.
5. *Муслимов Р.Х.* Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения: Учебное пособие. – Казань: Изд-во Казанск. ун-та, 2003. –595 с.
6. *Росляк А.Т., Санду С.Ф.* Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений: Учебное пособие.– Томск: Издательство ТПУ, 2013.– 152с.
7. *Ильина Г.Ф., Алтунина Л.К.* Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов Западной Сибири: Учебное пособие. – Томск: Издательство ТПУ, 2006.–166 с.

УДК 622.276.6

АНАЛИЗ ПРИМЕНЯЕМЫХ ГТМ НА ЯКУШКИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Н.Ю. Хохлова

*Самарский государственный технический университет,
Самара, Россия
NataliX99@mail.ru*

Якушкинское нефтяное месторождение находится в Сергиевском районе Самарской области, расположено в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Промышленная нефтеносность на Якушкинском месторождении

установлена в пластах А3 верейского горизонта, А4 башкирского яруса, Б2 бобриковского горизонта и В1 турнейского яруса.

За период с 2013 по 2017 гг. было проведено 120 геолого-технических мероприятий: ГРП – 2; ИДН – 3; Выводы из бездействия – 20; Соляно-кислотные обработки – 51; Переводы – 9; РИР – 1; Повторная перфорация – 17; Ремонты – 15.

Оценка эффективности выполненных работ проводилась по каждой скважине в отдельности. Величина дополнительной добычи нефти (технологического эффекта) по скважинам за счет ГТМ определялась по разнице между фактическими и расчетными уровнями отборов. Расчетная добыча оценивалась по базовой динамике месячной добычи нефти (без ГТМ), которая аппроксимировалась функциями вида: $q(t) = A \cdot e^{-B \cdot t}$, где А и В – определяемые параметры, t – время (месяц).

Суммарная дополнительная добыча нефти, полученная в результате выполнения ГТМ за период 2013-2017 гг., составила 101,9 тыс.т, что составляет 4,9 % от добычи за период по месторождению в целом (2089 тыс.т). Эффективность выполненных на скважинах месторождения мероприятий приведены в таблице.

Результаты оценки эффективности геолого-технических мероприятий по Якушкинскому месторождению за период 2013-2017 гг.

Мероприятие	Количество мероприятий	Успешность мероприятий, %	Дополнительная добыча нефти, тыс.т
ГРП	2	100	4.5
Доп.перф	17	100	12.2
ИДН	3	100	4
Из БД	20	90	22.1
КРС, ППР	15	60	12.4
ОПЗ	51	96	35.2
ПВЛГ	9	100	11
РИР	1	100	0.5

Как видно из табл. в последний период времени с применением системы ППД, основными способами интенсификации добычи нефти являются обработки призабойных зон скважин.

Для увеличения приемистости нагнетательных скважин применялись соляно-кислотные обработки, их сочетание с водными растворами МЛ-80, а также глино-кислотные обработки с кислым фтористым аммонием (заменители плавиковой кислоты). В трех скважинах проведена обработка щелочным стоком производства капролактана.

С целью ограничения водопритока, в нагнетательные скважины Якушкинского месторождения проводится закачка резиновой крошки. Данный

вид обработок на месторождении применяют с августа 1994 года. С момента начала работ дополнительно получено 113,4 тыс. тонн нефти. Полученные результаты свидетельствуют об эффективности данного мероприятия, потому в последние годы данный вид работ стал одним из наиболее применяемых методов водоизоляции на Якушкинском месторождении.

ООО НПП «Самотлор» разработало технологию изоляции водопритока к призабойным зонам добывающих скважин методом закачивания гидрофобных составов (дезинтегральный эластомер на основе углеводородного носителя). Водоизоляционные работы проводились преимущественно на пласт А4, который представлен известняком обломочным, трещиноватым с прослоями доломитов (башкирский ярус) и совместно пласты А3+А4. Обводненность продукции реагирующих скважин снизилась в среднем на 8-10 %. При этом по некоторым добывающим скважинам в отдельные месяцы после проведения ВИР наблюдалось незначительное повышение обводненности, которое на общий результат не повлияло.

По пласту А4 проведено 36 соляно-кислотных обработок. В результате дополнительная добыча нефти на одну скважину составила в среднем 52,5 тыс. тонн, средняя продолжительность эффекта 15 месяцев. Увеличение приемистости по нагнетательным скважинам – около 53 м³/сут. В результате обработки соляной кислотой в сочетании с водными растворами МЛ-80 средняя дополнительная добыча нефти на одну добывающую скважину составила 64,4 тонн в месяц при продолжительности эффекта 17 месяцев. Кроме того, в скважине № 1308 пласта А4 применялась закачка раствора ЩСПК с целью закупорки промытых пропластков, при этом дополнительная добыча нефти по реагирующим скважинам составила 138,4 тонн в месяц при продолжительности эффекта 23 месяца.

В результате 17 СКО пласта А3 в сочетании с плавиковой кислотой, а также водными растворами МЛ-80, дополнительная добыча нефти на одну скважину составила 52 тонны в месяц при продолжительности эффекта 12 месяцев. В скважине № 1310 была проведена обработка ЩСПК, при продолжительности эффекта 19 месяцев было отмечено снижение обводненности на 9 % и увеличение дебита нефти на 0,5 т/сут. После проведения обработки приемистость нагнетательных скважин возросла на 18 м³/сут.

Совместно пласты А3+А4 обрабатывались 28 соляно-кислотными обработками. Эффект при этом в среднем составил 36,3 дополнительно добытых тонн в месяц по скважине на протяжении 12 месяцев. Приемистость нагнетательных скважин в среднем увеличилась на 34 м³/сут.

В качестве отмывающего средства в скважину № 510, работающую на пласт Б2, был закачен щелочной сток производства капролактана. Приемистость скважины повысилась на 27 м³/сут. Дополнительная добыча нефти на одну реагирующую скважину в результате этой обработки составила

50,15 тонн в месяц, обводненность скважинной продукции уменьшилась на 4,7 %.

По пласту В1 дважды подвергалась обработке скважина № 1077. В результате первой закачки соляной кислоты в сочетании с плавиковой, дополнительная добыча нефти составила 9 тонн в месяц по реагирующей скважине, при этом наблюдалось снижение обводненности на 6 %. Приемистость нагнетательной скважины увеличилась на 8 м³/сут. Вторая закачка соляной кислоты оказалась менее эффективной.

Скважина 208 переведена в нагнетательный фонд 09.1974 года из добывающего. Под закачку были освоены продуктивные пласты башкирского яруса. Средняя суточная закачка в первый год была равна 65 м³/сут. К концу 1995 г. она снизилась до 29 м³/сут.

В марте 1996 года на скважине была проведена соляно-кислотная обработка пласта в сочетании с плавиковой кислотой. К концу 1996 года приемистость восстановилась до 84,5 м³/сут.

Скважина 445 была освоена под закачку воды 11.1992 года в пласт А4 башкирского яруса. Средняя приемистость в первый год закачки была равна 45,5 м³/сут.

С целью ликвидации прорыва закачиваемых вод 09.1996 г. в скважину был закачен гидрофобный состав (резиновая крошка). В 1998 году приемистость снизилась до 25,9 м³/сут. По реагирующим добывающим скважинам снижен процент обводненности на 13,8 % и получено около 3000 тонн дополнительно добытой нефти, дебит скважин по нефти увеличился в 1,5 раза. После второй закачки резиновой крошки в 2003 году обводненность уменьшилась на 13,3 %, однако дополнительная добыча вследствие малых дебитов по жидкости была существенно ниже и составила 236,9 тонн нефти за период воздействия. В августе 2004 года приемистость нагнетательной скважины № 445 восстановилась до уровня 108 м³/сут.

В скважине 461 закачка воды ведется с марта 1992 года (башкирский ярус, интервал перфорации 976-999). Проведенная в октябре 1995 года соляно-кислотная обработка позволила поднять приемистость с 53,2 м³/сут до 78,6 м³/сут. Дополнительная добыча по одной реагирующей добывающей скважине в результате обработки составила 48,9 тонн в месяц.

В результате оценки эффективности технологий ОПЗ (159 скважино-операций) можно сделать следующие выводы. Удельные показатели эффективности технологий, применявшихся в 1989-2016 гг., свидетельствуют о целесообразности их дальнейшего применения в условиях Якушкинского месторождения.

Технологии воздействия на призабойную зону пласта, основанные на кислотных растворах, в настоящее время остаются основными. Вместе с тем, необходимы разработка и испытание новых, более эффективных технологий повышения нефтеотдачи продуктивных пластов, в том числе и в терригенных отложениях. Водоизоляционные работы по технологии ООО НПП «Самотлор»

показали высокую эффективность и рекомендуются к дальнейшему использованию.

Важным является тот факт, что применяемые при проведении ОПЗ химические реагенты не являются высокотоксичными и не оказывают негативного влияния на окружающую среду.

УДК 622.276

ПРИМЕНЕНИЕ ОРГАНИЧЕСКИХ РАСТВОРИТЕЛЕЙ АСПО ДЛЯ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНЫХ ЗОН ПЛАСТА

В.Е.Титов

*Самарский государственный технический университет,
Самара, Россия*

Проанализированы условия образования АСПО в призабойных зонах скважин.

Рассматриваются химические реагенты, которые целесообразно использовать как растворители асфальтенов, парафинов и смол.

Проводится оценка факторов успешности применяемых технологий воздействия органическими растворителями. Излагаются требования правил безопасности при работе с органическими растворителями.

The conditions of AFS formation in the bottomhole well zones are analyzed. Chemical reagents are considered, which are expedient for use as solvents of asphaltenes, paraffins and resins. The evaluation of the factors of the success of the applied impact technologies organic solvents. The requirements of safety rules for working with organic solvents.

Ключевые слова: Месторождение, нефть, скважина, нефтеотдача, заводнение, флюиды, обводненность.

Борьба с АСПО является одной из важных проблем разработки месторождений. Для организации стабильной работы добывающих скважин при эксплуатации залежей нефти с высоким содержанием АСПО (асфальто-смоло-парафинистых отложений), необходима своевременная и эффективная очистка призабойной зоны пласта и нефтепромыслового оборудования от твердых нефтяных обложений. Нарушение термодинамического равновесия в фильтрующемся растворе приводит к выведению из нефти твердой фазы АСПО. Этот процесс сопровождается появлением структурно-механических свойств нефти, снижением проницаемости коллектора, что осложняет условия

эксплуатации оборудования скважин. За счет кольматации пор пласта массами АСПО снижается продуктивность коллектора.

В нефтепромысловой практике широко применяются химические методы борьбы с АСПО. Они отличаются высокой эффективностью в борьбе с твердыми отложениями как в призабойной зоне скважин, так и непосредственно на применяемом оборудовании. Так, органические растворители и композиционные составы на их основе подбираются в зависимости от конкретных свойств АСПО.

К причинам, способствующим образованию АСПО в поровом пространстве призабойных зон скважин относят работу с забойным давлением ниже давления насыщения нефти газом, высокий газовый фактор, близость температуры насыщения нефти парафином и пластовой, разгазирование и охлаждение нефти в призабойной зоне. Вышеперечисленные причины характерны для скважин, расположенных в сводовых зонах залежей. В приконтурных же областях месторождений вероятность кристаллизации, например, парафина в призабойных зонах пласта снижается. В тоже время высокая концентрация асфальтенов и смол в этих зонах способствует образованию АСПО на подземном оборудовании. Твердые нефтяные отложения загрязняют интервалы перфорации скважин, снижая их фильтрационные характеристики. Выбирая скважины для обработки растворителем необходимо учитывать величину обводненности продукции. Прямые обработки растворителем должны проводиться на скважинах с обводненностью до 40%. При большей обводненности необходимо предварительно организовать проведение водоизоляционных работ. В качестве тампонирующего материала могут применяться вязкоупругие составы на основе полиакриламида. АСПО образующиеся на поверхности подземного оборудования нефтяных скважин имеют следующий состав: асфальтены - 30÷45%; смолы силикагелевые - 10÷15%; парафины – 20÷30%; нефтяное масло - 10÷40%. Высокое содержание в составе АСПО труднорастворимых в органических растворителях асфальтеновых веществ увеличивает температуру плавления и хрупкости структуры. С увеличением температуры плавления АСПО растворимость их в органических растворителях уменьшается.

В качестве органических растворителей применяют газовый бензин ГПЗ, газовый конденсат, конденсатный остаток ГПЗ. Углеводородные растворители ароматического ряда используют для приготовления композиций химических реагентов. Альфаметилстирольная фракция, этилбензольная фракция, бутилбензольная фракция, дистиллят, легкая пиролизная смола – могут быть компонентами композиционных составов, применяемых для растворения АСПО. Так, в состав газового конденсата входят предельные углеводороды, соответствующие бензиновым и керосиновым фракциями.

Конденсатный остаток ГПЗ является отходом переработки газоконденсата с целью получения легкого бензина. В состав газового бензина входит 50-60% пентанов, а остальное – предельные углеводороды. Легкая пиролизная смола является побочным продуктом при производстве этилена. Она состоит из бензола (18-60%); толуола и ксилолов (до 10%), а также предельных углеводородов с различной молекулярной массой. Используемый как сырье для нефтехимического синтеза этилбензол добавляют в моторные масла. Получаемый из этилена и бензола этилбензол нашел свое применение и в нефтедобыче, как растворитель АСПО.

Активность растворителя зависит от температуры, при которой происходит растворение, и состава АСПО. Добавление к растворителю ПАВ (например – ОП-4) повышает их активность. Увеличение температуры также способствует росту активности воздействия органическими растворителями.

От цели, поставленной перед обработкой органическими растворителями, зависит выбор реагента и соответствующей технологии. Так, для очистки от АСПО порового пространства призабойной зоны скважин необходима организация эффективного процесса растворения твердых частиц отложений с помощью растворителя. Механическая структура АСПО изменяется при достижении 50% и более степени разрушения отложений. К реагентам, удовлетворяющим этому требованию, относят композиции газового бензина ГПЗ с нефтерастворимыми ПАВ и легкими углеводородными продуктами ароматического ряда.

Важным фактором успешности, применяемой технологии воздействия следует считать последовательность и точность выполнения всех ее требований. Необходимо перед закачкой растворителя очистить подземное оборудование от АСПО. Пустить скважину в работу и после выхода ее на устойчивый режим провести в течение 2-3 суток исследования с целью определения профиля притока, коэффициента продуктивности – дебита и проб продукции на анализы. Приготовить реагент для закачки в пласт. Количество реагента берется из расчета 1-2 м³ на 1 м вскрытой толщины обрабатываемого интервала пласта. После закачки растворителя скважину закрыть и выдержать на реакцию в течение 1-3 часов, затем пустить в эксплуатацию. После выхода скважины на устойчивый режим работы провести повторное определение профиля притока, коэффициента продуктивности, величины дебита и отобрать пробы продукции скважин для анализов.

Оценка эффективности обработки призабойной зоны скважины реагентами оценивается сопоставлением производительности скважин, коэффициентов продуктивности и профилей притока до и после обработки. При работе с органическими растворителями необходимо соблюдение мер предосторожности, так как они оказывают вредное влияние на организм человека. Предельные (насыщенные) углеводороды обладают наркотическим действием, проявляющимися при концентрации паров в воздухе равной 10-20

мг/л и выше. ПДК насыщенных углеводородов в воздухе 300 мг/м³, бензола – 5 мг/м³, этилбензола – 5-50 мг/м³.

Органические растворители на углеводородной основе представляют собой легковоспламеняющиеся и горючие жидкости, пары которых с воздухом образуют взрывоопасные смеси.

При производстве работ с применением органических растворителей необходимо проявлять осторожность и соблюдать требования пожарной безопасности.

Технологические процессы, связанные с обработкой скважин и нефтепромыслового оборудования органическими растворителями, предусматривают практически полную утилизацию применяемых реагентов путем объединения их с продукцией скважин в системах добычи и транспортировки нефти.

После окончания работ все оборудование и трубопроводы следует промыть горячей водой с добавлением поверхностно-активных веществ (сульфанол, МЛ-72, дисолван-4411) в количестве 0,05÷0,1%. Сточные воды после промывки оборудования от органических растворителей необходимо утилизировать в системе сбора промстоков.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Правила безопасности в нефтегазодобывающей промышленности, М., Недра, 1994.
2. Инструкция по охране труда при обработке призабойной зоны скважин углеводородными растворителями (газолин, газоконденсат, сжижаемый газ и др.) и закачке их в пласт. ВНИИТЬ, 1995.

УДК 532.526.4,552.5,622.24.02,622.241

**МНОГОМАСШТАБНЫЙ МЕТОД ОТНОСИТЕЛЬНЫХ
ФАЗОВЫХ ПРОНИЦАЕМОСТЕЙ 4D ГЕОМЕХАНИКИ «3D-ДЕНЬ И
3D-НОЧЬ» СТРУКТУРНОЙ ЭВОЛЮЦИИ ГЕОЛОГИИ И
РАЗРАБОТКИ**

*В.И.Попков¹, А.М.Штеренберг², В.В.Гусев², А.В.Тютяев²,
К.В.Пчела¹,
С.В.Зацепина¹, В.А.Колесников¹, Д.А.Горнов¹, М.С.Багрянцев¹,
Е.В.Митина¹, А.В.Попкова¹, С.Д.Туровец¹, М.А.Ильичева¹,
О.Н.Белова¹*

*1 - ООО СамараНИПИнефть,
2 – Самарский государственный технический университет,
г. Самара, Россия
popkovvi@samnpineft.ru*

Аннотация

Предложена структурно-аналитическая многомасштабная 4D геоинформационная модель синергии геофизических ритмов эволюции вещества геологии, подтвержденная многолетними натурно-промысловыми многоуровневыми геолого-разведочными работами этапов блочной разработки углеводородов Жигулевской дислокации Волго-Урала. На основании решения уравнений Дарси-Стокса для эволюционно-топологического 4D деформируемого пространства времени представлено интегральное комплексированное динамическое решение относительных гидродинамических проводимостей фазовых окон диагенеза гетерогенной бассейновой модели современной разработки углеводородо-насыщенных коллекторов. Предложено гетерогенное решение многомасштабных относительных фазовых проницаемостей для районированно устойчивых коллекторов моделей бассейнов эволюции по формуле Эйнштейна для глобальной гидродинамической аэрации генерализованного срединного Уральского хребта протерозойской эры до новоальпийской периода и четвертичной нефти наших дней.

Ключевые слова

Фазовые окна, проницаемость, релаксация, эмиссия, импульс, бассейн, эволюция

Введение

Современная динамическая, изменяющаяся инфраструктура мировой экономики, науки и образования, социально-антропологических процессов биосферы Земли, экологии глобального геологического потепления заставляют ученых ставить и решать инновационные фундаментальные

научные задачи, создавать новые концептуально-феноменологические энергетические, эволюционно-интегрированные многомасштабные физико-математические и натурно-промысловые модели исследования генезиса и развития вещества геологии и ноосферы [10]. Однако, предложенные до сих пор физико-математические модели слабо освещают роль многомасштабных геологических циклов и периодов в физико-химическом развитии и эволюции вещества.

Еще в 80-х г. прошлого века Аширов К.Б. отмечал решающую роль четвертичного цикла в Альпийском периоде развития Жигулевской дислокации и коллекторов генезиса, эволюции геологии месторождений сложных органических систем газа, нефти и углеводородов (УВ), алмазов, сланцев и глин, доманика Волга - Урала. Так в научных публикациях последнего времени геологию острова Великобритании представили ядром Гондваны, а краев – развитием материковой части новой Европы, т.е. узлами прогрессивной стоячей волны.

Наблюдается научное поэтапное переосмысление макроэволюции не «по Ньютону» с рассмотрением рефлексивного развития. Так, например, летучая мышь является на 100% мышью, а человек - на 100% человеком, а не на 80% обезьяной. Эволюция органики идет постоянно на микроуровне ДНК, а не на макроуровне масштаба рогов и копыт. Реакция горения углерода в кислороде начинается с поверхности молекул, идет вглубь, к ядру с образованием сажи, а не из центра масс и объема. Рождаются гиперболические импульсы, с выделением энергии развития 4D пространства времени, с переходом к макрораспределению параболической концентрации и насыщенности. Сейчас, особенно во время сланцевой революции и временных аномалий классической научной модели развития, если мы не поймем, в какой точке развития пространства ноосферы находимся, то возможны глобальные энергетические и экономические кризисы.

Во время глобального энергетического роста мировых экономик наблюдается снижение темпов открытия минерально-сырьевых энергетических ресурсов УВ мирового топливно-энергетического комплекса (ТЭК), увеличение доли уплотненных трудноизвлекаемых сланцевых и глинизированных запасов. Это может свидетельствовать о некорректности современной линейной энергетической модели промышленной эволюции геологии и ноосферы, (рис. 1). Так радиус Земли за последние 2 млрд. л. увеличился в 2 раза, а энергия эволюционной динамики и, соответственно, геологии - во столько же раз. Значит, согласно адекватной гармонической модели, дефицита энергии на развитие ноосферы не должно быть. Так как глобальная энергия и масса Земли неуклонно растут с постоянной 4D пространственно-временной скоростью гармонических циклов «3D-день и 3D-ночь» эволюции, то противоречивые энергетическая и экономическая модели могут привести к глобальному кризису.

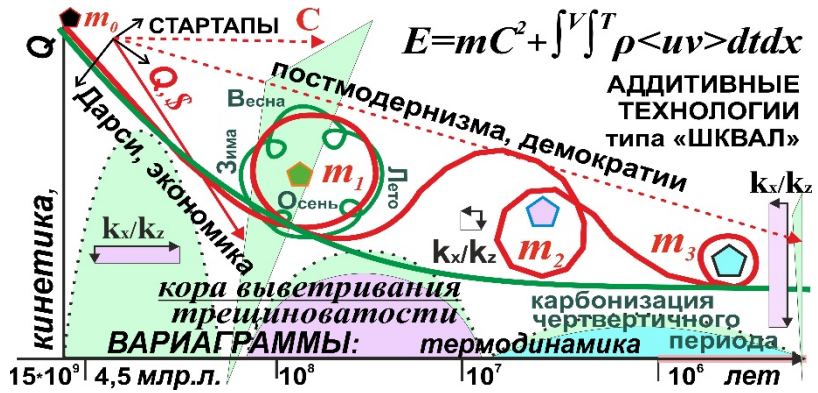


Рис. 1. Многомасштабный многоуровневый метод интеграции собственных решений эволюции по формуле А. Эйнштейна для аддитивных технологий разработки и бурения

Изменение структуры рудных минерально-сырьевых ресурсов геологоразведочных работ (ГРП), бурения и разработки диктует необходимость построения новой многомасштабной многоуровневой глобально-районированной динамической модели многоуровневого поиска и разведки геологических ресурсов и технологий промышленной разработки, рис. 1. Необходимы геоинформационные модели для оценки геологических рисков освоения новых структур систем нефти, разработки высокообводненных, уплотненных техногенных и низкопроницаемых геологических запасов глинизированных коллекторов, сверхвязких нефтей и природных битумов, считающихся малорентабельными, но имеющие извлекаемые запасы UV на порядок больше традиционных [3].

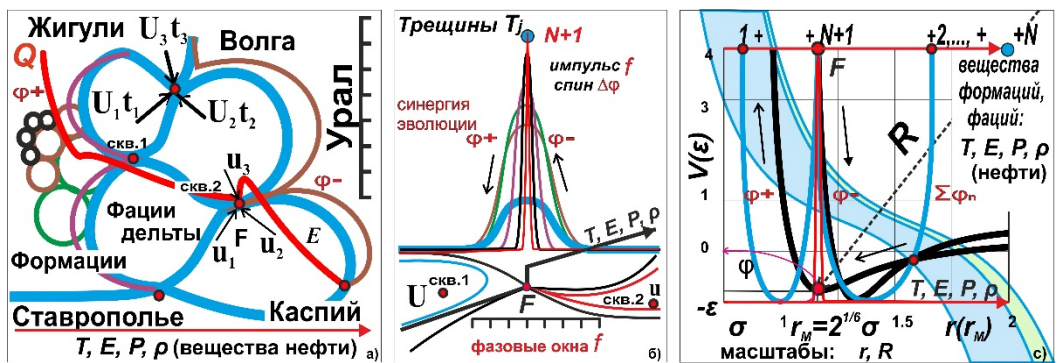


Рис. 2. (а) Районированная гетерогенно-равновесная модель бассейна Волга – Урала, (б) геофизической синергии циклов, (с) молекулярно-динамического пространства времени

Для поиска, бурения и разработки коллекторов глубинного генезиса необходимы системные параметрические решения интегрального моделирования флюидодинамики массопереноса пространства времени, геомеханики напряженно - деформированного состояния гетерогенно-фазовой поровой среды [9]. К таким фундаментальным задачам относится геоинформационное моделирование геофизических ритмов развития синергии и генезиса сложных систем нефти, как «стандартной интеграции *ВСЕГО и N+1*» вещества, см. рис. 2. Известно, что системы органической нефти и пластовой минерализованной воды обогащены микроэлементами практически всего вещества, его физико-химического фазового состояния, как например, ванадий, никель, гелий, азот и водород для региона Волго-Урала, что подтверждает, что они прошли путь физико-химического развития вдоль всей траектории эволюции.

Физико-химическая эволюция вещества геологии начинается с молекул, их газового состояния. При синергии импульсов, геофизическом облучении и уплотнении, газ переходит в жидкость, которая при последующем осаждении растворенной минеральной концентрации, фазовом испарении и высыхании, уплотняясь, образует каменную горную массу. Камень, разрушаясь и растворяясь, образует рассолы жидкости и газа, формируя обратную волну отражения упругого вещества во всех геофизических полях, в т. ч. новообразованных циклах синергии. Рождается бесконечная симфония эволюции, но не энтропийного хаоса, а конечной гармонической выборки, гетерогенно равновесного стандартного состояния вещества, практически семи наблюдаемых геофизических нот в вещественном пространстве времени.

Аддитивные решения ищутся в классе непрерывных в комплексной области функций, где скачок описывается изменением фазового угла и объемным «3D-день» направлением вещественных скоростей и «3D-ночь» временных спин-скоростей геофизических импульсов синергии, см. рис. 2, б). Сложная органическая система вещества, в т.ч. нефти, является аддитивным состоянием синергии с учетом всех эволюционных преобразований молекул микроэлементов и горной пыли, миллиардов лет циклов геофизического облучения. Так были недавно обнаружены первые молекулы голубых кристаллов реликтовой воды и глины рождения и развития геологии Земли при облучении Солнцем.

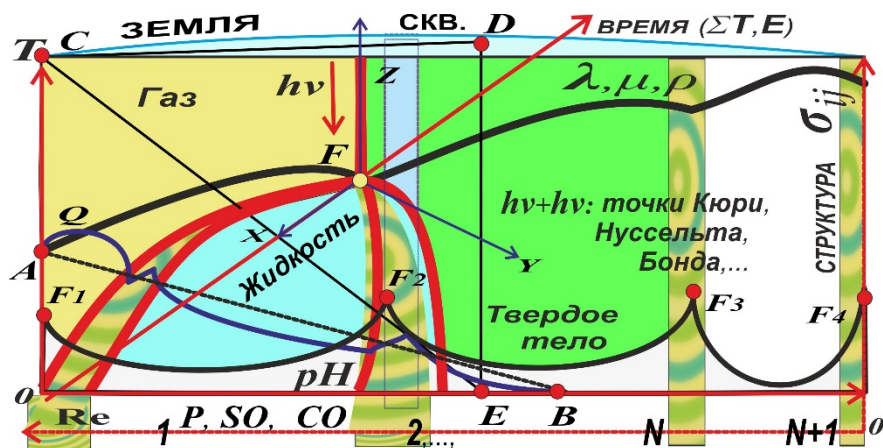


Рис. 3. Гетерогенно-равновесная диаграмма геофизической синергии фазового состояния

В науке и геоинформационном моделировании сегодня обделен вниманием динамический метод эволюционного моделирования аддитивного состояния структуры вещества и вязкости флюидов в безразмерных параметрах гетерогенного равновесия в геофизических полях [15]. Рассмотрим термодиаграмму подобных моделей эволюционно-интегрированного гетерогенного равновесия процессов синтеза и развития вещества [6] с учетом многомерных критических точек молекулярной подвижности, вязкости и кристаллической твердости структуры системы нефти, дисперсной фазовой конденсации нефти, деформируемых коллекторов глинистости и карбонатов на забое скважин и межскважинном пространстве, рис. 4). Здесь CDE - площадной элемент фильтрации, AB - Закон Дарси, Q - качество, дебит коллекторов скважины, Re - число Рейнольдса, CO - концентрация карбонизации глинистости, кристаллической воды, F_i - контакты, F - точки геофизической синергии, P, SO - давление, нефтенасыщенность, $(1, \dots, N)$ - нематические фазовые компоненты сейсмической эмиссии, $h\nu$ - энергетическая константа интеграции.

К подобным «аномальным» открытиям современной геологии относятся натурные промысловые и геофизические структуры нефти и воды в глинах, причем аномально высокого пластового давления, что не укладывается в классическую модель порового пространства. Сегодня, в период создания новых инновационных, 4D саморегулируемых методов моделирования, как например «3D-день и 3D-ночь» интеграционных циклов физико-химических процессов развития вещества, необходимо, чтобы динамические энергетические модели определяли качество и проводимость коллекторов. Тем самым численные модели должны задавать интегральные параметры скин - фактора S дренируемых поровых объемов и аддитивные фазовые +/- углы нематичности φ_i для окон f_i миграции флюидов (рис. 4) сложноорганизованных

коллекторов и трудноизвлекаемых запасов промышленной разработки. Если запасы рассредоточены в трех асимметричных вариограммах корреляции времени, то их нельзя объединять в одну симметричную статистическую модель геологии и разработки. При этом динамическую проводимость по времени нельзя переводить в постоянную статическую проницаемость коллекторов, получая коэффициент нефтеотдачи модели разработки выше коэффициента вытеснения нефти, нарушая физические законы адекватного моделирования. Предложен метод 4D геомеханики моделирования абсолютных проницаемостей и ОФП, «3D-день и 3D-ночь» интегрированной проводимости коллекторов геологических циклов эволюции вещества и промышленной разработки [13, 14].

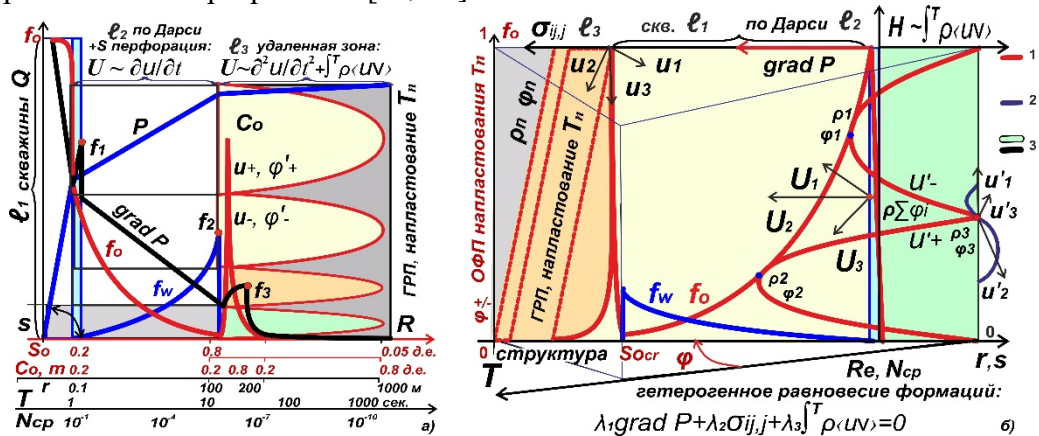


Рис. 4. (а) Многомасштабные ОФП (l_i) 4D геомеханики массопереноса U , (б) структуры φ глинистости ρ и фазовых окон f , скин-фактора s , здесь 1 - нефть, 2 - вода, 3 - структура

На рис. 4 представлена логистическая карта аддитивного сопряжения многомасштабных ОФП для сложноорганизованных коллекторов разработки UB с учетом фазовых окон φ_i глинистости. Представлено безразмерное насыщенное поровое пространство от 0 до 1, которое может иметь различную структуру пространства времени. При этом ОФП всегда занимают определенную нишу этого пространства в зависимости от глубины и глинистости. Глинистость дает не только закрытую пористость, но за счет пластичной вертикальной трещиноватости по Пуассону, UB генезиса рождает высокую амплитуду рефлексивных фазовых скоростей сверхпроводимости дрейфа. Это так называемые собственные решения уплотненной поровой среды, которые определяют растущие дебиты притока, как например сланцевой нефти США, рис. 5.

Основные наблюдения фаций, формаций, неопределенности рисков

Известно, что *все* белки органики на нашей планете построены *только* из левовращающих аминокислот, а нуклеиновые кислоты – из правовращающих сахаров; это свойство, называемое *хиральной чистотой*, считается одной из фундаментальнейших характеристик живого. А поскольку при *любом* абиогенном синтезе (например, в аппарате Миллера) образующиеся аминокислоты будут состоять из приблизительно равных (по теории вероятностей) долей право- и левовращающих изомеров, то в дальнейшем – при синтезе из этого “сырья” белков – перед нами встанет задача: как *химическими* методами разделить смесь веществ, которые *по определению* химически идентичны? (Не зря оптической активностью обладают лишь природные сахара – и ни один из синтетических, а упомянутые выше полипептиды из метеоритного вещества состоят из равных долей право- и левовращающих аминокислот).

Эволюция белка определяется пространством времени органического синтеза. Генезис пространства времени первого маркера органики начался более 4 млрд. л. назад реакцией фотосинтеза $6CO_2 + 6H_2O + hv \rightarrow C_6H_{12}O + 6O_2$ и дошел до современных сложных систем районирования минерально-сырьевых ресурсов и биосферы Земли. Полностью однородная сплошная среда не может двигаться, так как движутся границы неоднородности маркеров, которые мы видим и слышим в вещественном пространстве. Границы могут быть как пространственные, определяемые градиентами пространства, давлений и скорости, так и временные, как и соответствующих им скоростей границ импульсов. Если градиенты давления правосторонне, то импульсы обратных отраженных волн будут левосторонние. Объемное распределение органики эволюционного дрейфа скоростей маркеров белка должно подчиняться левостороннему вращению. При этом говорить о вращении трудно, не привлекая фазовые углы спиновых взаимодействий, необходимы модели нематических жидкостей и, соответственно, граничных нематических фазовых компонент всех углеводородов, включая высшие стадии категенеза, сажи и угля. Необходимо привлекать модели прогрессивных фазовых волн стоячих волн, гидродинамически сшитые по фазам, определяющие геомеханику сплошной среды движения и структурной деформации. Это будут модели пенной структуры вещества и застывшей, высохшей корки, геологии Земли, определения матрицы жесткости и резонансных частот аддитивного интегрального собственного решения, в котором фации представлены насыщенным поровым пространством классического типа, а формации – уплотненным поровым пространством, в т.ч. закрытой трещиноватой пористости глинистых пластов.

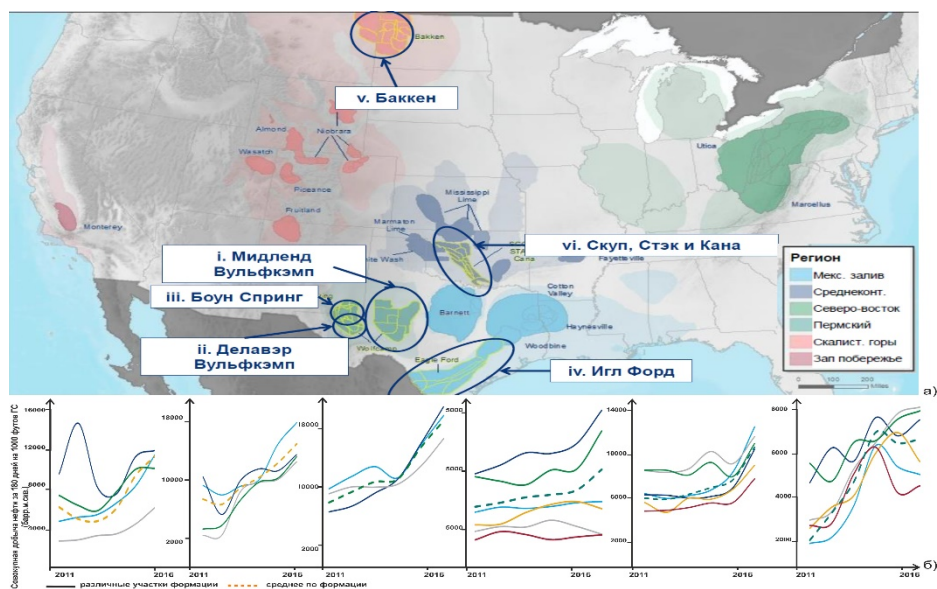


Рис. 5. Формации сланцевой нефти (а) и качество коллекторов (скоростей, дебитов) (б) гетерогенно равновесной районированной фазовой эволюции Скалистых Гор

На рис. 5 приведены основные формации трудноизвлекаемой нефти США и качество их дебитов, на которые приходится > 90% добычи нетрадиционных запасов жидкостей. Это уплотненные формации сланцевой нефти: 1. Мидленд Вульфкэмп (Мидлэнд Вульфкэмп); 2. Делавэр Вульфкэмп (Delaware Вульфкэмп); 3. Боун Спринг (Bone Spring); 4. Игл Форд (Eagle Ford); 5. Баккен (Bakken); 6. Регион Скуп, Стэк и Кана (Scoop, Stack & Cana)

Сланцы – это нефтенасыщенная карбонатная и сланцевая формация. Она состоит из четырех интервалов А, В, С или D, наибольшее количество скважин пробурено в интервале Вульфкэмп В, однако бурение сейчас активно ведется и в интервале А. Вульфкэмп продолжает оставаться одной из наиболее устойчивых формаций нетрадиционной нефти в континентальных штатах США благодаря развитой инфраструктуре и постоянно растущей производительности скважин, обеспечивших безубыточную разработку основных зон формации при ценах ниже 40 долл./бар. В районе пермских отложений, имеющих длительную историю добычи нефти и газа, существует развитая структура сбора, переработки и транспортировки по сравнению с другими менее зрелыми формациями трудноизвлекаемой нефти. Операторы и компании переработки, хранения и транспортировки продолжают активно планировать строительство дополнительных мощностей для принятия растущей добычи в регионе. Начальные дебиты в каждой зоне формации продолжают расти, однако прирост конечных извлекаемых запасов (КИЗ)

более скромн. Операторы стараются оптимизировать баланс между начальными дебитами и объемом конечных извлекаемых запасов.

Неопределенности

1. Возможность мощностей нефтесервисов обслуживать растущую добычу.
2. Коммерческая целесообразность расширения стратиграфического разреза.
3. Поведение скважин в продолжающихся проектах уплотнения сетки.

Метод (и/или Теория) эволюции качества коллекторов, дебитов

Для системного управления современными роботизированными аддитивными технологиями многоствольного горизонтального бурения скважин с многосегментным гидроразрывом пласта (МСГРП), сложноорганизованных коллекторов органических систем нефти и многоуровневых пластовых систем двойного порового пространства, уплотненно-разуплотненной трещиноватости необходима структурная модель петрафизики развития состояния порового вещества [2]. Можно использовать теорию сейсмической эмиссии нематических фазовых компонент процессов синергии фрактальной постседиментации геофизических зон Френеля с учетом гравитационных констант гетерогенного равновесия.

На основе решения уравнений массопереноса деформируемого порового пространства определяется качество энергетической проводимости сложноорганизованных систем многоуровневых коллекторов. Тем самым проводится 4D интеграция динамической проводимости пространства времени [8] по аналогии с формулой А. Эйнштейна $E(u,t)=mC^2+ \int^V T \rho \langle uv \rangle dt dx$, где ρ – плотность, $\rho \langle uv \rangle$ - временная корреляция горизонтальных и вертикальных скоростей [0]. Используется метод структурно уплотненной кинетики сейсмической геодинамики диффузионно-порового массопереноса $Q'=\rho dS \partial^2 \xi / \partial t^2$ эволюционного дрейфа глубоководного шельфа и глобальной субдукции, разуплотненно – уплотненной горно-материковой аэрации Уральского Хребта Евразии и Пермской эволюции Скалистых гор [11-17]. Определены гармонические граничные условия геофизических ритмов синергии океанского шельфа, субдукции глубинных структур Предуралья, Волго-Урала и Западной Сибири (диссипативных зон Френеля, ячеек поглощения кинетической и потенциальной энергий, адсорбции, ядерно-магнитной релаксации и т.д.). Предложена системная 4D модель петрафизики интеграции сложноорганизованной подвижности, поровых перемещений многомасштабной эволюции систем нефти от газа к жидкости и камню, с обратной волной минерального растворения и осаждения [4]. Использована интегральная корреляция диффузионно-молекулярной зависимости скоростей миграции коллекторов, трещиноватости нематических фазовых компонент

гетерогенно-равновесных структур минерально-ресурсного районирования регионов.

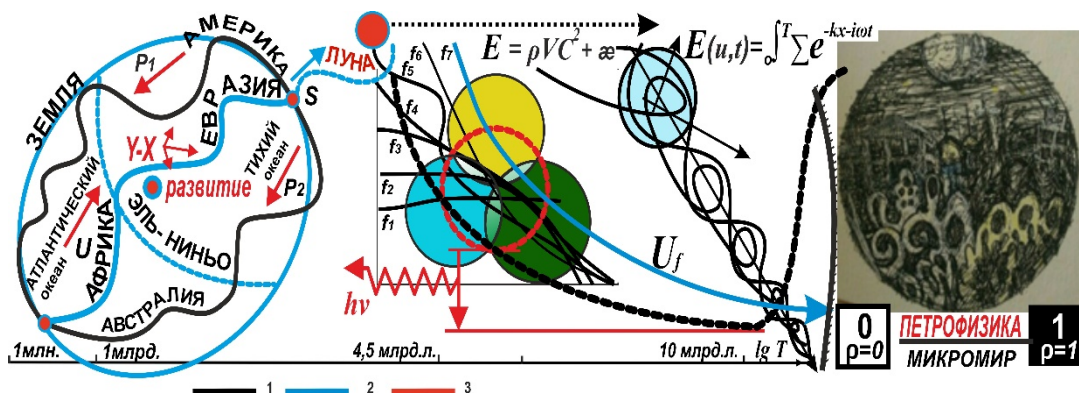


Рис. 6. Геофизические ритмы синергии - фазовой интеграции развития геологии геоида Земли и Луны, где 1 - синергия, 2 - 4D флюидодинамика, 3 - эволюционное развитие вещества

Предложено интегрированное решение гетерогенно устойчивого равновесия районированных регионов органических систем нефти, сложноорганизованных коллекторов Предуралья Евразии и уплотненных Скалистых гор Америки. Создан 4D метод эволюции структурного геомоделирования систем нефти различных стадий катагенеза, временной корреляции асимметричных вариограмм многомасштабной интеграции цикличности порового генезиса, зрелости нефти и систем трещиноватости горного разрушения. Модель апробирована для целей исторической адаптации этапов разработки, геолого-технических мероприятий (ГТМ) и бурения высокоамплитудных трещиноватых коллекторов, геогидродинамического асинхронного моделирования двойного порового пространства.

Примеры

Аналитическими и численными методами эволюционной интеграции аддитивных ритмов геофизической синергии геологических циклов согласно аналитическому решению уравнения Навье - Стокса и формуле А. Эйнштейна решена задача глобального геомоделирования многомасштабного высокоамплитудного районирования минерально-сырьевых ресурсов. На примере многомасштабной 4D гетерогенно устойчивых терригенных и карбонатных коллекторов дислокации Волго - Урала, горстов Юры, Западной Сибири и Таймыра, представлена геомеханика дрейфа массопереноса импульсов южных и северных осцилляций океанов и экваториального течения Эль-Ниньо (решений типа Бесселя, луча Козырева, или эволюции по Отто Юльевичу Шмидту).

Представлены многомасштабные автоподобные динамические решения гетерогенно равновесных структур геофизических ячеек типа зон Френеля. Рассмотрены глобальные процессы гармонического дрейфа глубоководного шельфа океанов, материковой гидратации Срединных Океанских Хребтов Урала и вторичных уплотненных ритмов Скалистых гор при гармонических граничных условиях уплотненного пространства времени [7, 17]. Применен метод аддитивной синергии интеграции геофизических ритмов сейсмической эмиссии нематических фазовых компонент сложных коллекторов карбонизации систем нефти при условиях сохранения массы, моментов импульсов и энергии с учетом гравитационных констант равновесия.

Для технологий инженерного геомоделирования современной разработки приведено решение неоднородного асинхронного заводнения площадных элементов в режиме реального времени. Использован метод аддитивного сопряжения численного решения линейными функциями сетевых гидродинамических моделей с учетом качества динамических *ОФП* в безразмерном пространстве капиллярных чисел при исторической адаптации онлайн состояния нефтенасыщения порового вещества.

Выводы

Атомно-молекулярная эволюция органики, в т. ч. энергетического развития *ДНК*, по формуле Эйнштейна, согласно эволюционно-топологическому решению уравнения Навье – Стокса для гетерогенно устойчивой непрерывной среды районированного бассейна, идет с постоянной скоростью гармонического накопления и периодичности циклов эволюционного молекулярно-динамического развития.

Фазовые амплитуды противоположных знаков для гетерогенной эволюции определяются критическими точками фазовых окон-источников высокоамплитудного асимметричного энергетического развития вещества. Имея разные фазы, они по мощности одинаковые и могут взаимно уничтожить друг друга в 3D пространстве, но в нулевой критической точке 4D пространства времени происходит эволюционный скачок в новом направлении. В этом заключается биполярность геологии и развития ноосферы Земли.

Предложено инновационное, эволюционно-топологическое апробированное решение комплексированной маршрутизации аддитивной истории структурной карбонизации органического фотосинтеза *УВ* и циклов поровой ферментации более 4 млрд. лет. Решена задача интеграции генезиса *УВ* от первых маркеров органических реакций геологических циклов фотосинтеза $6CO_2 + 6H_2O + hv \rightarrow C_6H_{12}O + 6O_2$ до современных сложных систем районированных минерально-сырьевых ресурсов. Как результат синергии геофизических ритмов отраженно-уплотненной сейсмической эмиссии, интеграции Евразии - Америки, рис. 6, созданы гравитационные модели дислокации газа и нефти при глобальной аэрации Срединных Океанских

Хребтов, Урала и Скалистых гор. Смещение уплотненного ядра гравитационных форм геосфер геоида Земли, как и асимметричное энергетическое, земное рождение Луны на определенном этапе геологической эволюции, являются примерами аддитивной интерференции ритмов геофизической синергии.

Представлена уплотненная матрица карбонизации структур эволюционной геологии, гидрофобизации и органических циклов ферментации природных и современных синтетических и техногенных коллекторов, роботизированных технологий *МСГРП* аддитивных этапов разработки карбонатно-сланцевых систем нефти [13, 17]. Создан устойчивый алгоритм временной интеграции фильтрационных полей поровой концентрации нефтенасыщенности генезиса *УВ*, сопряженной фильтрационно-диффузионной матрицы молекулярной подвижности миграции дрейфа фазовых скоростей.

Создана интегрированная модель качества коллекторов [5] и проницаемостей, сопряженная с проводимостью воды, газа и *УВ* различных уровней зрелости нефти и стадий катагенеза, минеральной концентрации глинистости, трещиноватости коллекторов горного уплотнения и разрушения. Проведена историческая интеграция четвертичного, Альпийского периода Жигулевской дислокации и миграционных полей Предуралья [7], горстов Юры Западной Сибири до Таймыра и неотектоники уплотнения геологических ресурсов Скалистых гор.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Попков В.И., Штеренберг А.М., Пчела К.В., Горнов Д.А. Моделирование геологических циклов для бурения и разработки сложных коллекторов с интеграцией по формуле А. Эйнштейна. «Инновации в геонауках – время открытий». 8-я ЕАГЕ. Международная геологическая и геофизическая конференция и выставка. Санкт-Петербург. 2018, с. 1 – 4.

2. Попков В.И., Гусев В.В., Поздеев А.А. Особенности деформации сложнопостроенных гетерогенно равновесных трещиновато-поровых коллекторов Жигулевской дислокации Предуралья. «Геонауки - ключ к рациональному освоению недр», 5-я ЕАГЕ. Международная конференция. Тюмень. 2017, с. 1 – 4.

3. Попков В.И., Штеренберг А.М., Степанова Л.В., Гусев В.В. Минерально–ресурсное сырьевое геомоделирование геофизической синергии Жигулевской дислокации. Оценка неопределенности коллекторов. 13-я ЕАГЕ. Конференция и выставка инженерной геофизики. Кисловодск, 2017, с. 1 – 10.

4. Попков В.И., Штеренберг А.М., Гусев В.В., Крестелев А.И., Попкова А.В. Многомасштабная 4D модель интеграции эволюции систем и нефти по формуле А. Эйнштейна. Структура и динамика молекулярных систем. XXV

Всероссийская конференция. Йошкар-Ола – Москва - Уфа - Казань. Яльчик. 2018, с. 104–105.

5. Попков В.И., Штеренберг А.М., Пчела К.В., Горнов Д.А., Осокин А.С., Митина Е.В., Ильичева М.А., Попкова А.В. Геолого-технические физические условия при моделировании этапов геологической эволюции для бурения и разработки сложных коллекторов с использованием формулы А. Эйнштейна. XIV Ашировские чтения. Самара. 2017, с. 343 - 361.

6. Попков В.И., Зацепина С.В., Хамитов И.Г., Шакишин В.П. Метод энергетического комплексированного сопряжения многомасштабного притока скважин SmartWell в сложноорганизованных коллекторах, SPE 166893. Конференция и выставка SPE по разработке месторождений в осложненных условиях и Арктике. 2013. М. pp. 1434 - 1457.

7. Попков В.И., Штеренберг А.М. Структура постседиментации Жигулевской дислокации, неотектоника Доманика Предуралья и геологические риски разработки. Электронный научный журнал «Нефтяная провинция». № 4. 2016, с. 1 - 22.

8. Попков В.И., Хамитов И.Г., Шакишин В.П., Попкова А.В. Системно-эволюционное моделирование самоорганизации блочной структуры порового пространства геосреды. «Геоинформатика: теоретические и прикладные аспекты». 11-я ЕАГЕ Международная конференция. Киев. 2012, с. 1 - 10.

9. Романов А.Е., Цаплин С.В., Большев С.А., Попков В.И. Математическая модель тепломассопереноса в паронагнетательной скважине. Известия ВУЗов. Нефть и газ. № 4. 2013, с. 72 - 78.

10. Тимурзиев А.И. «Октябрьские тезисы», или о начале второго этапа подготовки научной революции по смене парадигмы нефтегазовой геологии в России. Недропользование XXI век. 2017. № 1, с. 116 - 120.

11. Попков В.И., Хамитов И.Г., Зацепина С.В., Митина Е.В. Об одном точном решении геофизики и геомеханики мобилизации углеводородов, деформируемых низкопроницаемых коллекторов. SPE-182029-RU. Российская нефтегазовая техническая конференция и выставка SPE. М. 2016, с. 1 - 19.

12. Попков В.И., Штеренберг А.М., Митина Е.В., Попкова А.В. Структурно-динамическая синергия геофизических ритмов диагенеза коллекторов нефти эволюционно-топологического решения уравнения Навье – Стокса. Структура и динамика молекулярных систем. Яльчик. 2017, с. 101.

13. Попков В.И., Зацепина С.В., Шакишин В.П. Использование зависимости относительных фазовых проницаемостей от капиллярного числа в задачах трехмерного гидродинамического моделирования залежей нефти и газа. Математическое моделирование. 2005, т. 17, № 2, с. 92 - 102.

14. Попков В.И., Шакишин В.П., Зацепина С.В. Гидродинамическое структурное моделирование макроскопических процессов нефтеизвлечения и новые технологии. Энергия развития. Науч.-техн. Вестник НК Роснефть. № 2. 2008, с.31-35.

15. *Alam Md. M., Begum Rina, Islam Mahfuzul Mohammad and Parvez M. M.* Numerical Study of Temperature Dependent Viscosity and Thermal Conductivity on a Natural Convection Flow over a Sphere in Presence of Magneto Hydrodynamics. *Current Journal of Applied Science and Technology*. 28(4): 2018; pp. 1 - 13.

16. *Popkov V.I., Astafiev V.I.* The Volga-Urals Province - Sedimentary Tunnel-type Geological Model of Reservoir Compaction and Complex Rheology Deformity. 2nd EAGE Conference on Forward Modelling of Sedimentary Systems. From Desert to Deep Marine Deposited Systems, Trondheim, Norway, 2016, pp. 1 - 4.

17. *Popkov V.I., Shterenberg A.M., Gusev V.V., Mitina E.V.* On One of Precise Solutions to Integrate Hydrocarbon Mobilization Rhythms, Dense Reservoir Development Stages and Sand Recovery Geological Evolution. 22nd EAGE European Meeting of Environmental and Engineering Geophysics. Near Surface Geoscience, Spain, Barcelona. 2016, pp. 1 - 8.

УДК 622.276

ДОРАЗРАБОТКА ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ ПОСЛЕ ЗАВОДНЕНИЯ

В.Е. Титов

***Самарский государственный технический университет
Самара, Россия***

Рассматриваются условия образования различных видов остаточной нефти в пласте анализируется состав и свойства адсорбированной нефти.

Исследуются различные типы коллекторов и возможность извлечения остаточной нефти из них.

Оцениваются варианты процесса разработки объектов с различными типами коллекторов и структурой остаточной нефти.

Conditions of formation of various types of residual oil in the reservoir the composition and properties of adsorbed oil are analyzed. Different types of reservoirs are investigated and the possibility of extracting residual oil from them.

The variants of the process of developing objects with different types of reservoirs and structure of residual oil.

Ключевые слова: неоднородность, коллектор, давление, оторочка, полимер, депрессия, вязкость, пористость.

Одним из важнейших параметров при проектировании и анализе эффективности систем разработки залежей является остаточная нефтенасыщенность коллектора. Оценка остаточной нефтенасыщенности необходима при контроле степени выработки пластов и обосновании методов воздействия на пласт и призабойную зону скважин. Учитывая то, что многие крупные месторождения находятся на завершающей стадии разработки, становится актуальным вопрос о повышении степени выработки пластов. При внедрении методов повышения нефтеотдачи необходим точный прогноз местонахождение зон с максимальной концентрации остаточных запасов нефти. Исследованиями, проводившимися длительное время, была установлена зависимость остаточной нефтенасыщенности от условий вытеснения (скорость фильтрации, межфазного натяжения, вязкости вытесняющей жидкости). Особенно значительно отличаются условия вытеснения при внедрении различных методов повышения нефтеотдачи. Природа остаточной нефти, которая остается в пласте после окончания его разработки, разнообразна. Существует два класса остаточных нефтей – макроуровня и микроуровня. Остаточная нефть макроуровня находится в непромытых пропластках, линзах, застойных зонах. Плёночная нефть на поверхности пористой среды, в виде капель и глобул, отделённая плёнкой воды от породы считается остаточной нефтью микроуровня. Эта нефть образуется только в заводненных зонах пластов. Кроме капиллярно-защемленной и адсорбированной в виде пленки остаточной нефти, характерной для микроуровня, выделяется также остаточная нефть, связанная с частичным охватом пластов заводнением. При обычном заводнении гидродинамический напор вытесняющей воды очень мал по сравнению с капиллярными силами.

В заводненных пластах характер проявления капиллярных сил тесно связан с микро и с макронеоднородностью коллектора. При малых градиентах гидродинамического давления характер распределения фаз в процессе вытеснения определяется капиллярными силами. Под действием перепада давлений смачивающаяся фаза внедряется в микропоры, где создается максимальный перепад капиллярного давления. Несмачивающаяся фаза остается в макропорах на поверхности породы.

Режимы вытеснения и образования остаточной нефти считаются чисто капиллярными. Капиллярно-защемленная остаточная нефтенасыщенность образуется в гидрофильных коллекторах. При капиллярном защемлении важную роль играет структура порового пространства, а также поверхностно-молекулярные и межфазные силы. При чисто капиллярном режиме, за счет большого количества крупных пор, количество защемленной остаточной нефтенасыщенности максимально. При заводнении оказывается определенное воздействие на структуру капиллярно-защемленной нефти. Языки оводнения могут защемлять крупные нефтяные глобулы. С ростом градиента давления вероятное деление крупных глобул на мелкие.

За счет снижения локального капиллярного давления применением ПАВ можно добиться подвижности защемленной нефти. Большое влияние на подвижность капиллярно-защемленной остаточной нефти оказывает структура порового пространства. Получено несколько аналитических зависимостей устанавливающих тесную корреляционную связь между степенью вытеснения остаточной нефти и геометрий пор коллектора при различных условиях фильтрации.

Нефтенасыщенный коллектор, как правило, имеет разветвленную структуру порового пространства. Значительная удельная поверхность пор характеризуется высокой адсорбционной способностью. Гидрофильные породы покрыты тонким сплошным слоем водяной пленки. Состав и свойства адсорбированной остаточной нефти зависят от свойств пластовой нефти, породы и характера ее насыщения.

В состав нефти входят поверхностно-активные вещества (ПАВ). Эти ПАВ содержат как полярные, так и углеводородные компоненты. Полярные компоненты адсорбируются на поверхности пор коллектора. Растворимые в воде ПАВ через тонкую пленку воды фильтруются к поверхности породы, адсорбируясь на ней. Пластовая вода оказывает значительное влияние на адсорбцию. Чем больше количество связанной воды, тем меньше смол и асфальтенов адсорбируется на поверхности пор коллектора. На карбонатах адсорбируются преимущественно органические кислоты, а на силикатной поверхности простые органические основания. Это происходит потому, что силикаты обычно имеют отрицательный заряд, образуя слабокислотную поверхность в воде.

Карбонаты же имеют положительный заряд, образуя слабо основные поверхности. Кальциты становятся отрицательно заряженными, когда рН станет больше 9,5. Поверхность же силикатов становится отрицательно заряженной, когда рН превысит величину 3,7.

Оценить количественно адсорбированную остаточную нефть очень сложно, так как ее невозможно отделить от остаточной нефти тупиковых пор, пленочной и капиллярно-защемленной. С некоторой долей вероятности можно предложить, что адсорбированная остаточная нефтенасыщенность составляет от 5 до 15%.

По результатам исследований, проводившихся М.Л. Сургучевым и др. было установлено, что в месторождениях различных типов образуются различные виды остаточной нефти.

При разработке залежей с заводнением в обводненных коллекторах остается 35-40% нефти. Такой результат является следствием микронеоднородности коллектора, действием физико-химических процессов, организацией неэффективной системы разработки объекта. Результаты исследования кернов, отобранных из скважин, расположенных в чисто нефтяных зонах, на нефтенасыщенность показали $19,3 \div 35,1\%$. В промытых же зонах пласта эта величина составила $17,1 \div 27\%$.

В промытых водой интервалах пласта содержатся тяжелые, окисленные компоненты нефти – смолы и асфальтены. Если порода коллектора гидрофильная, то вода занимает мелкие и субкапиллярные поры. В крупных же порах вода находится на поверхности пор в виде пленки.

Нефть, занимая крупные и средние поры, находится в виде капель. Гидрофильные и гидрофобные коллекторы при заводнении ведут себя различным образом. Вытеснение нефти из гидрофильных коллекторов весьма эффективно. Основная добыча нефти происходит в безводный период. В процессе заводнения проявляются два механизма движения нефти – гидравлическое вытеснение и капиллярное впитывание.

При разработке гидрофобных пластов в промытых зонах очень велика остаточная нефтенасыщенность. Основной объем нефти извлекается в водный период эксплуатации. Нефть занимает мелкие поры и каналы, а в крупных находится в виде пленок. Вода, занимая крупные и средние поры, образуя не сплошную фазу, как в гидрофильном коллекторе, а цепь капелек. Процесс обводнения добываемой жидкости происходит медленно, за длительный промежуток времени. Основной объем добываемой нефти приходится на водный период разработки.

Эффективность применяемых технологий извлечения остаточной нефти в значительной степени зависит от размеров пор породы и ее смачиваемости.

В процессе заводнения пластов могут применяться различные реагенты, добавляемые в закачиваемую воду. Наряду с положительными результатами от их применения могут наблюдаться и такие отрицательные последствия как механические изменения объема породы при изменении давления.

Сдвиговые деформации, слипание глобул нефти, диффузия нефти. Значительного снижения остаточной нефтенасыщенности можно добиться резким снижением поверхностного натяжения на границе раздела нефть-вода, увеличением скорости фильтрации или увеличением вязкости вытесняющего агента.

Для извлечения пленочной нефти из гидрофобных пород необходимы реагенты с высокой поверхностной активностью.

При извлечении маловязких нефтей из гидрофильных пород эффективными вытесняющими агентами служат неионогенные поверхностно-активные вещества (НПАВ). Предварительный прогноз эффективности рекомендуемой технологии для извлечения остаточной нефти можно предложить, имея информацию о распределении пор по размерам, величине нефтенасыщенности и смачиваемости.

Объективно оценить механизм формирования остаточной нефти невозможно без проведения комплекса лабораторных исследований. Необходимо иметь сведения о коллекторских свойствах пласта и насыщающих его флюидах для подбора наиболее эффективных реагентов или композиционных составов.

При разработке нефтенасыщенных пластов, представленных гидрофильным коллектором, реализуется поршневой характер вытеснения.

Максимальные значения обводненности продукции могут быть получены от прокачки 0,5-1,5 объемов пор воды, что достигается за короткий отрезок времени. Основные же запасы нефти (до 90%) извлекаются в безводный период эксплуатации скважин.

Остаточная нефтенасыщенность представляется капиллярно-защемленной нефтью. Для гидрофобных коллекторов продолжительным является водный период, а безводный очень коротким. Нефть в пористой среде находится в виде пленки, а вода – в центре крупных пор. Требуется прокачать 10-15 объемов воды для достижения предельной обводненности.

Характерными особенностями процесса разработки пластов с гидрофильным коллектором является длительный безводный период, после которого наблюдается скачкообразный (до 85-95%) рост обводненности. Последующая закачка воды не приводит к увеличению добычи нефти.

Разработка пласта с гидрофобным коллектором отличается коротким безводным периодом. Обводнения нарастает медленно. Увеличение темпа закачки обеспечивает рост доли нефти в продукции скважин. В отличие от гидрофильного коллектора текущие показатели процесса разработки значительно отстают во времени по сравнению с гидрофильным коллектором.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Сургуев М.Л., Синдин Э.М. Факторы, влияющие на состояние остаточной нефти в заводненных пластах // «Нефтяное хозяйство», №9, 1988, стр 31-36.
2. Зайцев В.М., Кожабергенов М.М. Анализ эффективности методов воздействия на продуктивные пласты Узеньского месторождения. – М.: «Нефтепромысловое дело», - 2005, - №5. – с. 12-16.
3. Зайцев В.М., Магадова Л.А., Губанов В.Б., Кожабергенов М. М. Лабораторные исследования возможности доизвлечения микроостаточной нефти после заводнения пластов XIII горизонта месторождения Узень. – М.: «Нефть, газ и бизнес», 2006, - №9.

УДК 622.276.6

**РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМОВ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ
ГИДРАВЛИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ ИЗОТЕРМИЧЕСКИХ
ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ ПРОСТЫХ ТРУБОПРОВОДОВ,
ТРАНСПОРТИРУЮЩИХ ДВУХФАЗНЫЕ СИСТЕМЫ -
НЬЮТОНОВСКАЯ ЖИДКОСТЬ + Fe₂O₃
(ДИСТИЛЛИРОВАННАЯ ВОДА + Fe₂O₃ С ДИАМЕТРОМ
ЧАСТИЦ 180 – 200 МКМ ПРИ 20⁰С) ПРИ УСТАНОВИВШЕМСЯ
РЕЖИМЕ ТЕЧЕНИЯ**

Ю.П. Борисевич, В.И. Зенин

*Самарский государственный технический университет,
Самара, Россия
NataliX99@mail.ru*

На сегодняшний день принято считать, что алгоритмы, применяемые при гидравлических расчетах трубопроводных систем, детально разработаны и дают вполне сопоставимые с практическими замерами результаты, по крайней мере, для однофазных ньютоновских жидкостей при их изотермическом течении.

При этом, в качестве общепринятых алгоритмов, как правило, используют уравнения Дарси – Вейсбаха или Лейбензона [1,2].

Но уже при переходе к неизотермическим формам течения или неньютоновским системам даже для однофазных жидкостей идеалистическая картина начинает нарушаться, т.е. алгоритмы гидравлических расчетов, основанные на уравнениях Черникина, Букингема и т. п. [3], начинают давать результаты, весьма отличные от практических замеров.

Ещё более удручающе выглядит картина при переходе к двухфазным системам, не говоря уже о трех и многофазных образованиях.

При этом, если для систем жидкость – свободный газ и жидкость – жидкость (эмульсии) всё же удалось получить хоть какие – то приемлимые алгоритмы расчета (например, модели Фриделя, Локкарта – Мартенелли, Чисхолма или три модели для водо – нефтяных эмульсий [4]), то для таких систем как жидкость – механические (взвешенные) частицы приемлемые алгоритмы гидравлических расчетов удалось выработать только для отдельных достаточно узких и специфических моментов [5]).

Поэтому представляло большой интерес изучить описанную проблему и попытаться разработать справочные графики, которые позволили бы при проектировании трубопроводных систем более грамотно и точно выполнять соответствующие расчеты.

Для выполнения подобной работы была разработана специальная лабораторная установка, внешний вид которой и её гидравлическая схема представлены в нашей работе [6].

В качестве дисперсионной среды использовалась дистиллированная вода двойной перегонки.

В качестве дисперсной среды (механических примесей), имитирующих реальные взвешенные частицы в продукции нефтедобывающей отрасли, использовался:

Оксид железа (III) – Fe_2O_3 (осч 2 – 4 ТУ 6-09-1418-78)

Все образцы рассеивались на вибростенде AS-200 с соответствующим набором сит, а навеска механических примесей взвешивалась на электронных весах OHAUS с точностью 0,01г.

Четвертая серия опытов (данная работа) была проведена на смеси: дистиллированная вода + Fe_2O_3 с Ø частиц 180 – 200 мкм при 20 $^{\circ}\text{C}$.

Результаты эксперимента представлены на рис. 1 и 2. Из рис. 1. следует, что уже при ламинарном течении смеси при любых концентрациях дисперсной фазы (100 – 4000 мг/л) экспериментальные значения потерь давления на трение в зависимости от пропускной способности трубопровода существенно расходятся не только с соответствующими потерями, полученными для дистиллированной воды, но и с потерями, полученными для смеси дистиллированная вода + Fe_2O_3 (Ø частиц 90 – 100 мкм), а тем более с потерями, полученными смеси дистиллированная вода + Fe_2O_3 (Ø частиц 30 – 40 мкм).

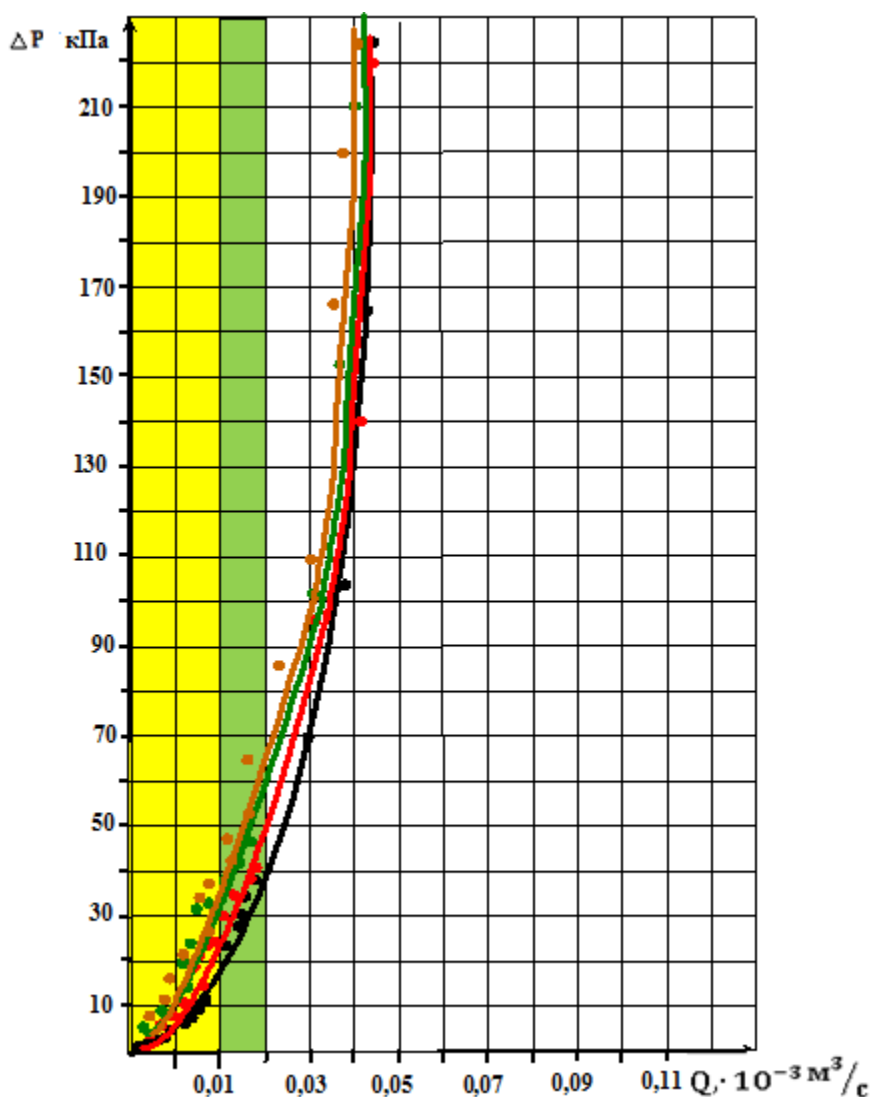


Рис.1. Зависимость пропускной способности трубопровода от потери давления на трение при транспортировании двухфазной системы: дистиллированная вода + Fe_2O_3 (\varnothing частиц 180 – 200 мкм) при 20°C

- - экспериментальная кривая для дистиллированной воды
- - экспериментальная кривая для суспензии (100 мг/л)
- - экспериментальная кривая для суспензии (1000 мг/л)
- - экспериментальная кривая для суспензии (4000 мг/л)
- - ламинарный режим
- - турбулентный режим (зона гидравлически гладких труб)
- - турбулентный режим (переходная зона)

Причем, значения потерь давления для смеси всегда дают завышенные результаты по сравнению с потерями, полученными для дистиллированной

воды и пониженные результаты смеси с частицами оксида железа с диаметрами частиц 90 – 100 мкм при любых концентрациях дисперсной фазы (100 – 4000 мг/л) и ещё более пониженные результаты для смеси с частицами оксида железа с диаметрами частиц 30 – 40 мкм при любых концентрациях дисперсной фазы (100 – 4000 мг/л).

При переходе к первой разновидности турбулентного течения – так называемой области гидравлически гладких труб соответствующие отклонения ещё больше увеличиваются.

При переходе во вторую область турбулентного течения – так называемую переходную зону – отклонения ещё более возрастают.

А вот объяснить выявленные закономерности ещё более сложно.

Оставим пока вопрос открытым.

Полученные результаты позволяют определить область применения расчетных методов, полученных на основе дистиллированной воды, для реальных двухфазных систем при различных практических ситуациях (рис. 2).

Таким образом, из рис. 2. следует:

- при ламинарном течении инженерная точность при содержании дисперсной фазы 100 мг/л будет гарантироваться до тех пор, пока величина удельного перепада давления не превысит 0,4 кПа/м (точка С);

- при ламинарном течении инженерная точность при содержании дисперсной фазы 1000 мг/л будет гарантироваться до тех пор, пока величина удельного перепада давления не превысит 0,3 кПа/м (точка В);

- при ламинарном течении инженерная точность при содержании дисперсной фазы 4000 мг/л будет гарантироваться до тех пор, пока величина удельного перепада давления не превысит 0,2 кПа/м (точка А);

- при ламинарном течении прикидочная точность расчетов при содержании дисперсной фазы 100 мг/л будет гарантироваться до тех пор, пока величина удельного перепада давления не превысит 1,8 кПа/м (точка D);

- при ламинарном течении прикидочная точность расчетов при содержании дисперсной фазы 1000 мг/л будет гарантироваться до тех пор, пока величина удельного перепада давления не превысит 0,8 кПа/м (точка E);

- при ламинарном течении прикидочная точность расчетов при содержании дисперсной фазы 4000 мг/л будет гарантироваться до тех пор, пока величина удельного перепада давления не превысит 0,4 кПа/м (точка F);

- при турбулентном течении (зона гидравлически гладких труб) инженерная точность расчетов при содержании дисперсной фазы 100 мг/л не будет достигаться во всем диапазоне существования данного режима;

- при турбулентном течении (зона гидравлически гладких труб) инженерная точность расчетов при содержании дисперсной фазы 1000 мг/л не будет достигаться во всем диапазоне существования данного режима;

- при турбулентном течении (зона гидравлически гладких труб) инженерная точность расчетов при содержании дисперсной фазы 4000 мг/л не будет достигаться во всем диапазоне существования данного режима;

- при турбулентном течении (зона гидравлически гладких труб) прикидочная точность расчетов при содержании дисперсной фазы 100 мг/л не будет достигаться во всем диапазоне существования данного режима;

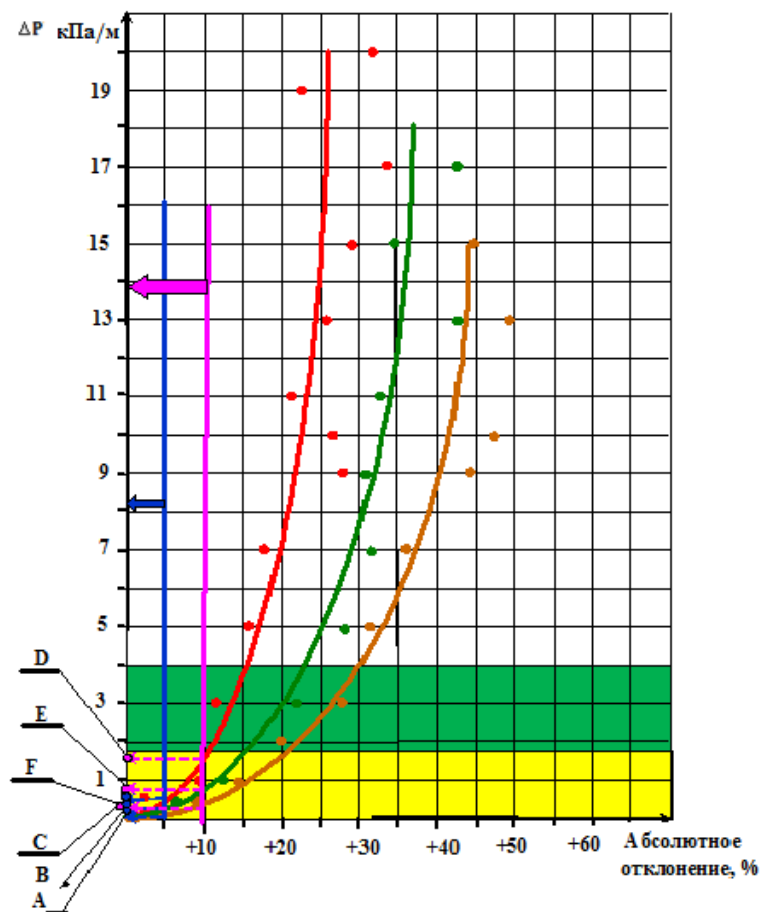


Рис.2. Зависимость абсолютного экспериментального отклонения удельного ΔP при транспортировании двухфазной системы дистиллированная вода + Fe_2O_3 (\varnothing частиц 180 – 200 мкм) от истинной (экспериментальной) величины удельного перепада давления при транспортировании однофазной дистиллированной воды при $20^\circ C$

- - дистиллированная вода + 100/мг/л Fe_2O_3
- - дистиллированная вода + 1000/мг/л Fe_2O_3
- - дистиллированная вода + 4000/мг/л Fe_2O_3
- - граница инженерной точности расчетов
- - граница точности прикидочных расчетов
- - A, B, C, D, E, F – контрольные точки
- - ламинарный режим
- - турбулентный режим (зона гидравлически гладких труб)
- - турбулентный режим (переходная зона)

- при турбулентном течении (зона гидравлически гладких труб) прикидочная точность расчетов при содержании дисперсной фазы 1000 мг/л не будет достигаться во всем диапазоне существования данного режима;
- при турбулентном течении (зона гидравлически гладких труб) прикидочная точность расчетов при содержании дисперсной фазы 4000 мг/л не будет достигаться во всем диапазоне существования данного режима;
- при турбулентном течении (переходная зона) инженерная точность расчетов при содержании дисперсной фазы 100 мг/л не будет достигаться во всем диапазоне существования данного режима;
- при турбулентном течении (переходная зона) инженерная точность расчетов при содержании дисперсной фазы 1000 мг/л не будет достигаться во всем диапазоне существования данного режима;
- при турбулентном течении (переходная зона) инженерная точность расчетов при содержании дисперсной фазы 4000 мг/л не будет достигаться во всем диапазоне существования данного режима;
- при турбулентном течении (переходная зона) прикидочная точность расчетов при содержании дисперсной фазы 100 мг/л не будет достигаться во всем диапазоне существования данного режима;
- при турбулентном течении (переходная зона) прикидочная точность расчетов при содержании дисперсной фазы 1000 мг/л не будет достигаться во всем диапазоне существования данного режима;
- при турбулентном течении (переходная зона) прикидочная точность расчетов при содержании дисперсной фазы 4000 мг/л не будет достигаться во всем диапазоне существования данного режима.

Итак, чем выше концентрация дисперсной фазы (Fe_2O_3 с \varnothing частиц 180 – 200 мкм при 20 °С) тем больше абсолютное отклонение потерь давления от аналогичных потерь для дистиллированной воды, но в любом случае эти отклонения меньше, чем для системы с диаметром частиц 90 – 100 мкм, при любой их концентрации и ещё более меньше, чем для системы с диаметром частиц 30 – 40 мкм.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Е.З. Рабинович.* Гидравлика. М. Недра, 1980.
2. *М.В. Лурье.* Математическое моделирование процессов трубопроводного транспорта, нефти, нефтепродуктов и газа: Учеб. пособие. М. ФГУП Изд – во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. 2003.
3. *У.Д. Уилкинсон.* Неньютоновские жидкости. М. Мир. 1964.
4. *Г. Уолли.* Одномерные двухфазные течения. – М. Мир, 1972.
5. *А.А. Ишмурзин.* Механика дисперсных систем в нефтегазовом производстве. – Уфа, РИЦ БашГУ, 2012.

6. Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова, Ю.В. Голованова, О.Ю. Васильчук. Анализ классических алгоритмов для осуществления гидравлических расчетов изотермических горизонтальных простых трубопроводов, транспортирующих ньютоновские жидкости при установившемся режиме течения. Естественные и технические науки, № 4 (118), 2018, с.103 – 109

УДК 622.276

РАЗРАБОТКА ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ С ОБШИРНЫМИ ВОДОНЕФТЯНЫМИ ЗОНАМИ.

В.Е. Титов

***Самарский государственный технический университет,
Самара, Россия***

Анализируются условия разработки залежей нефти с водонефтяными зонами. Оценивается влияние водонефтяных зон на процесс разработки залежей нефти. Предлагаются наиболее эффективные варианты разработки месторождений с водонефтяными зонами.

The conditions for the development of oil deposits with water-oil zones are analyzed. The influence of water-oil zones on the development of oil deposits is estimated. The most effective options for developing water-oil zones.

Ключевые слова: проницаемость, концентрация, пласт, залежь, фильтрация, разработка.

Разработка водонефтяных зон (ВНЗ) нефтяных месторождений и нефтяных оторочек нефтегазовых залежей актуальна со времени образования мировой нефтяной промышленности. Запасы нефти в залежах такого типа огромны и относятся к категории трудноизвлекаемых. В последнее время возросла доля нефтегазовых залежей с подошвенной водой среди вновь открытых месторождений. Проблемы разработки залежей нефти с ВНЗ связаны с низкими дебитами скважин по нефти, высокой обводненностью продукции, низкими темпами разработки и величинами. КИН. В нашей стране к подобным месторождениям относят около 30% от всех запасов нефти. Появление новых технологий, и в первую очередь горизонтальных скважин, а также увеличение возможностей математического аппарата, позволят решать сложные задачи моделирования процессов разработки.

Юдин В.М. и Муслимов Р.Х. выделяют следующие типы ВНЗ:

- в виде локальных участков внутри безводной части залежи;

- в виде узкой полосы вокруг нефтенасыщенной зоны залежи;
- в виде полей или широких полос.

Баншев Б.Т. предлагает выделять ВНЗ в зависимости от её ширины, от расстояния между скважинами и от способа разработки. Ширина ВНЗ должна значительно превышать расстояние между скважинами, расположенными в чисто нефтяной зоне. Эти залежи имеют большие размеры и запасы нефти. Система разработки ВНЗ зависит от системы разработки чисто нефтяной зоны и требует бурения скважин. При втором типе ВНЗ разрабатываются при заводнении с сохранением основной сетки скважин. Чисто нефтяная зона разрабатывается одним или двумя рядами добывающих скважин, а в ВНЗ бурения не планируется. Если по запасам залежи не большие, то площадь их ВНЗ от общей площади нефтеносности может составлять от 50% и более. К третьему типу ВНЗ относят крупные по размерам и запасам залежи. Может быть организовано отрезание ВНЗ системой нагнетательных скважин. В зависимости от неоднородности коллекторских свойств пластов, влияния капиллярных и гравитационных сил, а также неоднозначности интерпретации геофизических данных конфигурация ВНК может быть неоднозначной. Искривление ВНК может происходить из-за наличия фильтрационных потоков воды, и их скорости с увеличением скорости фильтрации. ВНК искривляется сильнее. Проблема разработки залежей с водонефтяными зонами (ВНЗ) связана с образованием конусов воды. Из-за поступления подошвенной воды к забоям добывающих скважин происходит обводнение добываемой продукции, снижение дебитов по нефти, рост водонефтяного фактора (ВНФ), что приводит к низким КИН. При проектировании процесса разработки залежей нефти с ВНЗ учитывают критическое значение эффективной нефтенасыщенной толщины, за пределами которой скважины не размещают. С приближением к внешнему ВНК уменьшается эффективная нефтенасыщенная толщина пласта. Месторождения с большими ВНЗ имеют значительные запасы нефти, которые остаются невыработанными.

Баншевым Б.Т. проводился анализ отношения площади ВЕЗ к общей площади залежи по 49 месторождениям. Было установлено, что плотность запасов в чисто нефтяной зоне в 5-7 раз выше, чем в ВНЗ. Однако, в некоторых случаях из чисто нефтяных зон отбирали нефть с водой с самого начала разработки, а из ВНЗ – чистую нефть. В нашей стране накоплен значительный объем информации о разработке крупных месторождений с ВНЗ. Анализ работы большого количества скважин Арланского, Бавлинского, Ромашкинского и Туймазинского месторождений с ВНЗ выявил разнообразные способы их обводнения. Это связано с особенностями геологического строения ВНЗ. Несмотря на сложность строения и неоднозначность коллекторов воздействие закачиваемой водой на ВНЗ оказалось положительным. Разработка ВНЗ Арланского месторождения

осложнялась наличием вязкостной неустойчивости. Нефть вязкостью 18 мПас, согласно проекта, должна была вытесняться водой.

Значительная разница подвижности нефти и воды затрудняла процесс разработки объекта.

Организация системы поддержания пластового давления внутриконтурной закачкой воды не обеспечивала необходимую полноту выработки запасов нефти ВНЗ. Увеличивались потери в виде невыработанных нефтенасыщенных зон залежи.

Разработка Бавлинского месторождения осуществлялась при законтурном заводнении, поэтому несбалансированную закачку воды удалось отрегулировать объемами закачиваемой воды и отбором жидкости. Закачиваемая вода, двигаясь по наиболее проницаемым пропласткам разделяла пласт на отдельные слои промытыми участками. КИН чисто нефтяной зоны составил 0,945, а ВНЗ только 0,16, при обводненности продукции скважин равной 60%. Такие результаты были получены за счет принятой системы разработки и перетоков нефти из ВНЗ в чисто нефтяную. Анализируя работу скважин, расположенных в ВНЗ Ромашкинского месторождения их сгруппировали в 4 группы.

В первую группу вошла 31 скважина с коротким безводным периодом и длительной эксплуатацией при высокой, медленно увеличивающейся обводненностью продукции. За безводный период 55 скважин второй группы отбирали 5% запасов. Основной период разработки проходил при низкой обводненности скважин. Только после извлечения 30% запасов наблюдался значительный рост обводненности продукции.

Постепенное увеличение обводненности продукции в течение всего периода разработки характерно для третьей группы из 52 скважин. Для четвертой группы состоящей из 66 скважин характерным признаком являлось извлечение до 35% запасов в течение всего безводного периода эксплуатации.

Вышеприведенная систематизация скважин по характеру обводнения продукции предложена Баншевым Б.Т.

Учитывая многообразие и сложность геологического строения ВНЗ нефтяных залежей Юдин В.М. и Муслимов Р.Х. проанализировали работу скважин, дренирующих эти зоны.

Было установлено, что при разработке объектов на жестком водонапорном режиме накопленная добыча нефти из скважин чисто нефтяной зоны в 6-8 раз больше. Чем дренирующих ВНЗ. Имея в виду, что при организации системы разработки залежей нефти чисто нефтяные зоны охвачены значительно более плотной сеткой скважин, ем ВНЗ, воздействие закачиваемой водой носит положительный характер. ВНЗ Туймазинского месторождения разрабатывались самостоятельной сеткой скважин с начала разработки и в пределах нефтенасыщенных толщин от 2 м и более. На более поздних сроках эффективность бурения снижалась.

В настоящее время разбуривание ВНЗ в терригенных коллекторах начинается с нефтенасыщенной толщины в 4 м, а карбонатных 6/8 м. в процессе разработки залежей со значительными размерами ВНЗ отмечалась зависимость динамики продвижения внешнего и внутреннего контуров нефтеносности от технологических параметров. Так, динамика движения внешнего контура зависит от темпа закачки воды, а внутреннего – от объемов отбираемой жидкости.

В настоящее время, как за рубежом, так и в нашей стране активно внедряются технологии бурения горизонтальных скважин. Преимуществом горизонтальной скважины перед вертикальной является увеличение дренируемых запасов нефти и возможность эксплуатации скважин на режимах с небольшими депрессиями на пласт. Эти качества необходимы при разработке нефтяных оторочек и ВНЗ. Для увеличения нефтеотдачи применяют также бурение вторых стволов. Эффективность такой зарезки зависит от геологических факторов и применяемой технологии.

Очень часто продуктивность горизонтальной скважины оказывается ниже, чем планировалось. Причиной могут быть условия вскрытия пласта горизонтальным стволом. Например, длительное время воздействия промывочной жидкостью на пласт. Также задержка при организации системы поддержания пластового давления. Необходима своевременная изоляция интервалов поступления воды – водоизоляционные работы. Очень важна точность проводки ствола в пласте. Волнообразный профиль горизонтального ствола может способствовать активному обводнению погруженных участков, образованию «водяных затворов» и увеличивает вероятность многократного вскрытия непроницаемых зон.

Применение горизонтальных скважин не только в качестве добывающих, но и нагнетательных очень перспективно для разработки нефтяных оторочек и ВНЗ.

Проблема разработки ВНЗ усложняется за счет повышенной вязкости нефти. Разработка залежи нефти на жестком водонапорном режиме, с закачкой воды, сопровождается неравномерностью продвижения фронта вытеснения. Закачиваемая вода, двигаясь в сторону забоев добывающих скважин, может прорываться по наиболее проницаемым трещинам в виде «языков» не вытесняя нефть. Поэтому, могут оставаться значительные по размеру не охваченные воздействием нефтенасыщенные зоны пласта. К отрицательным факторам относят также и образование конусов воды на забоях, добывающих и гребней горизонтальных скважин. При разработке крупных месторождений Среднего Поволжья проблема обширных ВНЗ стоит особенно остро. Традиционно изменяемые сетки вертикальных скважин не обеспечивали необходимую эффективность процесса разработки объектов. Применение же горизонтальных скважин потребовало привлечения аппарата математического моделирования. Поставленная задача повышения эффективности выработки ВНЗ усложнялась повышенной вязкостью нефти.

Разработанные Закировым С.Н., Закировым И.С. и Закировым Э.С. новые принципы и технологии разработки месторождения нефти и газа позволяют осуществлять разработку сложных объектов и, в том числе ВНЗ, с высокой эффективностью. При моделировании условий разработки реальных месторождений рассматривались серии вариантов различавшихся типом скважин, сеткой их размещения, месторождением, системой заводнения и т.д. По результатам расчетов оптимальные показатели процесса разработки были получены для варианта с горизонтальными и нагнетательными скважинами, расположенными параллельно ВНК. Граничными условиями расчетов была максимальная обводненность добываемой продукции равная 98% и минимальный дебит скважины по нефти - $1 \text{ м}^3/\text{сут}$. Рассматривался также вариант с сохранением условий предыдущего, но усиленный МУН закачкой чередующихся оторочек полимера и воды. В варианте с закачкой только воды максимальное значение КИН – 0,289, при коэффициенте охвата воздействием – 0,462, водонефтяным фактором (ВНФ) равным - 27.

В результате расчетов варианта с периодической закачкой полимерной оторочки и воды коэффициент охвата увеличился до 0,636, а КИН – до 0,397, при ВНФ равном - 9. Однако, срок разработки в варианте с применением метода увеличения нефтеотдачи (оторочек полимера) оказался более продолжительным, несмотря на это показатель обводненность продукции значительно снизилась (в 3 раза). В экспериментах с закачкой оторочек полимера изучалось влияние его концентрации на показатели процесса разработки. Глубокие и всесторонние исследования связанные с изучением действия полимеров проводились Швецовым И.А. не только в лабораторных условиях, но и на месторождениях Самарской области проводилось апробирование результативности закачки водных растворов полимеров. Оценивалось влияние концентрации полимера на вытеснение нефти, адсорбции на пористой среде и другие показатели процесса извлечения нефти из залежей. Сравнительная оценка влияния концентрации полимера в растворе позволила определить количество полимера необходимое для организации оптимального варианта разработки.

Практика применения подтвердила оптимальную концентрацию полимера (полиакриламида) в оторочке, которая определена в диапазоне 0,05/0,15%. С увеличением концентрации расход полимера возрастает, а это значительно удорожает любой проект. Кроме того, увеличение количества полимера способствует росту гидродинамического сопротивления, препятствующего продвижению оторочки. На количество потребляемого полимера влияет его адсорбция на поверхности породы. За счет адсорбции возрастает количество заканчиваемого полимера необходимого для извлечения нефти. Потери полимера в водонасыщенную зону коллектора могут быть значительно ограничены за счет нагнетательных скважин с горизонтальным стволом, расположенным около ВНК и параллельно его контура.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Баншев Б.Т., Манаева Л.Б.:* О типизации нефтяных месторождений по характеру водонефтяных зон пластов./Тр. ВНИИнефть, вып. 54. Изд. Недра, 1968, с: 147-155.
2. *Закиров С.Н.* Совершенствование технологий разработки месторождений нефти и газа. Изд. «Грааль». 200, 643 с.
3. *Маньрин В.Н., Швецов И.А.* Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи при заводнении. Самара. Самар. Дом печати, 2002. – 392 с.

УДК 622.276

**ОБЗОР ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ И ОСНОВНЫЕ ЭТАПЫ
ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ ВАНКОРСКОГО
НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Е.Э. Татарина, Т.И. Кузнецова

*Самарский государственный технический университет
Самара, Россия,
tatarinova-samgtu@mail.ru*

На российскую нефтегазовую отрасль в последние годы оказывают влияние такие отрицательные факторы, как истощение запасов УВ в основных нефтегазодобывающих регионах добычи (Западной Сибири, Урале, Поволжье), а также сложные природные условия и неразвитость инфраструктуры в новых регионах добычи (Восточной Сибири, Крайнем Севере, Дальнем Востоке), от ввода в эксплуатацию которых во многом будут зависеть дальнейшие возможности по поддержанию добычи углеводородного сырья в нашей стране [1-3].

Ванкорское нефтегазоконденсатное месторождение является одним из месторождений Восточной Сибири, расположенным в районе со сложными природно-климатическими условиями, и имеющим сложное геологическое строение залежей. Рассматриваемое месторождение находится в центральной части Большехетского нефтегазоносного района Пур-Тазовской нефтегазоносной области на территории Красноярского края, в зоне распространения многолетнемерзлых пород (ММП).

Литолого-стратиграфический разрез Ванкорского месторождения представлен отложениями четвертичной, меловой и юрской систем. Продуктивные пласты месторождения приурочены к отложениям нижне-верхнемелового возраста –долганская свита (пласт Дл-I-III), и к отложениям

нижнемелового возраста–яковлевская свита (пласты Як-I, Як-II и Як-III-VII), суходудинская свита (пласт Сд-IX) и нижнехетская свита (пласты Нх-I и Нх-III-IV)[4].

В региональном тектоническом плане Ванкорское месторождение располагается в пределах Большехетской структурной мегатеррасы, которая представляет собой сложно построенную зону, нарушающую монотонность восточного борта Надым–Тазовской синеклизы и имеет субмеридиональную ориентировку. Мегатерраса осложнена двумя валообразными поднятиями третьего порядка – Сузунским и Лодочным, а также одной незамкнутой структурой второго порядка – Русскореченским выступом. В их пределах выделены Тайкинское, Токачинское, Сузунское, Ванкорское, Лодочное и Тагульское локальные поднятия. Ванкорское поднятие по всем картируемым уровням представляет собой брахиантиклинальную структуру, вытянутую с юга на север[4].

В гидрогеологическом отношении Ванкорское месторождение приурочено к краевой северо-восточной зоне Западно-Сибирского артезианского бассейна, в вертикальном разрезе которого выделяется два гидрогеологических этажа. Первый этаж представлен терригенными отложениями четвертичного возраста толщиной до 100 м. Второй составляют отложения верхнемелового возраста [4].

Ванкорское месторождение является многозалежными включает:

- газовые залежи, приуроченные к пластам Дл-I-III, Як-I и Як-II;
- нефтяные залежи, приуроченные к пластам Сд-IX и Нх-I;
- газонефтяную залежь, приуроченную к пластам Як-III-VII;
- нефтегазоконденсатную залежь, приуроченную к пластам Нх-III-IV [4].

Все залежи месторождения относятся к пластово-сводовому типу, а все газовые залежи и нефтяная залежь Нх-I, кроме этого, являются литологически ограниченными. В залежах пластов Як III-VII и Нх III-IV имеются газовые шапки. Продуктивные пласты имеют сложное строение и высокую неоднородность. Тип коллектора всех залежей терригенный, поровый. Характер насыщения коллекторов сложный, залежи нефти снизу подстилаются подошвенной водой, а сверху контактируют с газовой шапкой[4]. Геолого-физическая характеристика основных продуктивных пластов Ванкорского месторождения, и содержащихся в них флюидов представлена в таблице.

Таблица -Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Параметры	Пласты		
	Як III-VII	НХ-I	НХ III-IV
Средняя глубина залегания кровли (абсолютная отметка), м	-1671	-2670	-2786
Коэффициент пористости, доли ед.	0,27	0,20	0,20

Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,61	0,46	0,53
Проницаемость, мД	480	20	240
Коэффициент песчанности, доли ед.	0,63	0,37	0,68
Расчлененность	15,2	3,0	11
Начальная пластовая температура, °С	34	59	65
Начальное пластовое давление, МПа	15,9	25,4	27,1
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа×с	8,9	0,7	0,7
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,85	0,693	0,688
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,902	0,823	0,845
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,12	1,422	1,458
Содержание серы в нефти, %	0,2	0,2	0,1
Содержание парафина в нефти, %	0,9	0,9	2,9
Давление насыщения нефти газом, МПа	15,9	25,4	27,1
Газовый фактор, м ³ /т	61	202	211
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа×с	0,92	0,56	0,56
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	1,01	1,004	1,008

Как видно из таблицы, средняя глубина залегания кровли по пластам изменяется от –1671 до – 2786 м. Коэффициенты пористости составляют: для пластов НХ-I и НХ III-IV – 20%; для пластов Як III-VII– 27%. Пласты Як III-VII и НХ III-IV являются средне проницаемыми, а пласт НХ-I низкопроницаемым. Нефть, содержащаяся в залежах в пластовых условиях: является особо легкой и незначительно вязкой (в пластах НХ-I и НХ III-IV); легкой и мало вязкой (в пластах Як III-VII). Кроме того, нефть указанных залежей является малосернистой (все пласты), малопарафинистой (пласты Як III-VII и НХ-I) и парафинистой (пласты НХ III-IV). Ванкорское месторождение является крупным как по запасам нефти, так и по запасам газа. [4].

Ванкорское поднятие выявлено в 1971 году в результате проведения региональных сейсморазведочных работ. Ванкорское месторождение открыто в 1988 г. В 1999 г был составлен первый проектный документ - «Технико-экономическое обоснование разработки Ванкорского месторождения». Эксплуатационное бурение на лицензионном участке ведётся с 2006 г. Основные проектные решения в части разработки утверждены в Технологической схеме в 2006 г.

В 2008 году в связи с изменением геологического строения по результатам бурения скважин выполнен оперативный пересчет запасов нефти и газа и утверждены ГКЗ геологические и извлекаемые запасы углеводородов (нефти, конденсата, растворенного газа, газа газовых шапок и свободного газа). В ТЭО КИН приняты коэффициенты извлечения нефти по пластам: Як-III-VII - 0,462; Сд-IX - 0,323; НхI - 0,371; Нх-III-IV- 0,407 и в целом по месторождению – 0,434 [4].

К 2009 г. на Ванкорском месторождении было пробурено 6 поисковых, 5 поисково-оценочных, 11 разведочных скважин, а также 61 скважина на основные эксплуатационные объекты. Разработка месторождения началась в 2009 г. на основе

«Дополнение к технологической схеме разработки Ванкорского месторождения» (ДТСП), целью которого являлась разработка программы исследований добычных возможностей скважин в период до начала промышленной разработки, а также исследований для получения новой информации о коллекторских и физических свойствах пластов и физико-химических свойствах пластовых флюидов. Также в нем указаны принятие по всем объектам разработки системы размещения скважин. Принятый в документе средний КИН по месторождению в целом (по категории ВС1) составлял 0,436 [4].

В 2010 году выполнен оперативный пересчет запасов нефти и газа, в котором зафиксировано существенное снижение геологических запасов нефти по основным объектам разработки – пластам ЯкIII-VII и Нх-III-IV, основанное на результатах эксплуатационного бурения более двухсот новых скважин.

В 2011 году по результатам бурения и ввода в эксплуатацию скважин, ГИС и исследований керна проведена корректировка принятых моделей, выполнен и утвержден оперативный подсчет запасов, а также принято очередное ДТСП.

В 2012 году по результатам эксплуатационного бурения и ввода в эксплуатацию скважин в северной части залежи произошло изменение в состоянии категоричности запасов по объектам Нх-I и Нх-III-IV и был выполнен оперативный подсчет запасов.

В 2013 и 2015 гг. были также приняты корректирующие проектные документы (ДТСП), которые в основном касались выделения эксплуатационных объектов, систем ППД, прогнозных показателей разработки и рекомендуемых геолого-технических мероприятий (ГТМ) [4].

К настоящему времени на месторождении выделено восемь эксплуатационных объектов, из которых разрабатываются пять: два нефтяных (Сд-IX и Нх-I), газонефтяной (Як-III-VII), нефтегазоконденсатный (Нх-III-IV) и газовый (Дл-I-III). Вышеуказанные природно-климатические условия и геолого-физические характеристики пластов сильно усложняют процесс выработки запасов практически всех разрабатываемых объектов месторождения. На ряде объектов уже с первой стадии разработки начали применять систему поддержания пластового давления (ППД) и ГТМ по повышению нефтеотдачи [4].

С применением системы ППД ведется разработка нефтяных объектов месторождения, газовые и нефтегазовые объекты разрабатываются на естественном режиме. Источниками водоснабжения системы ППД являются очищенные пластовые воды данного месторождения и подземные минерализованные воды насоновского горизонта.

Общий фонд скважин на Ванкорском месторождении уже насчитывает более пятисот скважин, из которых более 90% – это горизонтальные и наклонно-направленные. Разработка Ванкорского месторождения характеризуется значительными осложнениями, и несмотря на то, что в целом фактические темпы добычи превышают проектные показатели, потенциал месторождения в значительной мере исчерпан из-за сверхпланового роста обводнения, и значительного снижения пластового давления на его основных объектах. Для интенсификации процесса нефтедобычи на месторождении применяют следующие ГТМ: гидроразрыв пласта, соляно- и глинокислотную обработку добывающих и нагнетательных скважин, резку боковых стволов, потокоотклоняющие технологии с применением гелеобразующих и осадкообразующих составов. Кроме того, ввиду наличия высокого содержания парафинов в нефти некоторых объектов, на месторождении ведутся работы по предотвращению и борьбе с отложением на нефтепромысловом оборудовании асфальтосмолопарафиновых веществ [5-7].

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Конторович А.Э., Ливищ В.Р., Коржубаев А.Г., Филимонова И.В. и др.* Перспективы развития нефтегазового комплекса Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия)// Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2003. №9. С. 20-27
2. *Горбатилов В.А., Соколов С.М.* Проблемы обустройства нефтяных месторождений в условиях Крайнего Севера// Нефтяное хозяйство. - 2008. №5. – С.19-21.
3. *Филимонова И.В., Эдер Л.В., Ожерельева И.В.* Стратегия развития нефтегазового комплекса Восточной Сибири и Дальнего Востока// Современные процессы в российской экономике: сб. науч. тр. ИЭОПП СО РАН. Новосибирск, 2011. С. 20-35.
4. Дополнение к технологической схеме разработки Ванкорского месторождения, ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть», г. Красноярск, 2015.
5. *Персиянцев М.Н.* Добыча нефти в осложненных условиях. - М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2000. - 653 с.
6. Анализ АСПО скважин Ванкорского месторождения и подбор химреагентов для их удаления, серия ПРАЛЪТ НК от 30.07.2016 г., ООО «Вираж», г. Казань, 2016.
7. Технический регламент для «Проведение работ комплексом ГНКТ на скважинах Ванкорского месторождения», ЗАО «БВТ-Восток», г. Красноярск, 2016.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА «МЯГКОЙ ОТПАРКИ» ДЛЯ ПОДГОТОВКИ НЕФТЕЙ ЦЕНТРАЛЬНОЙ ГРУППЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ

¹К.Л. Пашкевич, ¹С.Ю. Мурзин, ²Л.Г. Григорян

¹АО «Самаранефтегаз»

²ООО «Инженерный центр «Нефть и Газ»

г. Самара, Россия

Метод удаления сероводорода из нефти «мягкая отпарка», как альтернатива широко применяющемуся методу химической нейтрализации сероводорода, был описан в научно-техническом журнале «Нефть. Газ. Новации» №10/2017.

Для практической реализации метода необходимо подобрать оптимальные технологические параметры процесса, которые обеспечат необходимую глубину очистки от сероводорода при минимальных затратах.

Моделирование проводилось с целью выбора оптимальных технологических параметров процесса, обеспечивающих очистку нефти от сероводорода до 20 ppm, ДНП до 400 мм. рт. ст. при сохранении минимальных объемов газов сепарации.

Компонентный состав нефти принят по анализам, выполненным ООО «СамараНИПИнефть», с поправкой на среднее содержание сероводорода в нефти, поступающей на установку в 2015 – 2016 годах предоставленное АО «Самаранефтегаз».

Итоговый состав нефти использованный для моделирования представлен в таблице 1.

Для того чтобы не нарушать сложившуюся технологию подготовки нефти, диапазоны изменений основных технологических параметров для моделирования приняты близкими к существующим, а именно:

- температура нефти на вход в печь - 85 °С;
- температура нагрева нефти в печи - 135 °С;
- температура входа нефти в колонну - 45, 60 и 85°С;
- давление в колонне - от 2.5 до 6 ата;
- расход нефти на установку - 460,4 тонн в час.

Таблица 1 Состав нефти, используемый в расчете.

Компонент		Весовой %
H ₂ S		0,0175
CO ₂		0,0001
N ₂		0,0000
Метан		0,0003
Этан		0,0800
Пропан		0,6199
и-Бутан		0,2600
Бутан		1,1398
и-Пертан		0,8999
Пентан		1,2298
Циклопентан		0,2100
2-метилпентан		0,6999
3-метилпентан		0,6499
Гексан		1,1398
Метилциклопентан		0,3499
2,2-диметилпентан		0,0100
Циклогексан		0,2500
2-метилгексан		1,7697
Гептан		1,0998
Метилциклогексан		0,5399
Метилциклогептан		2,4596
Октан		1,0198
Остаток		85,3544
H ₂ O		0,2000
Молекулярный вес		212,5
Плотность	кг/м ³	874,8

Расчеты проводились с использованием профессиональных пакетов программ:

- Гидро-АВР (HydroAVR);
- Моделирование и расчет процессов и аппаратов (МиРПиА);
- Termostat.

Для расчета колонны использовался равновесный пакет «Soave-Redlich-Kvong» хорошо учитывающий наличие воды и легких углеводородов.

Прежде всего, рассмотрим возможность использования метода горячей сепарации. Расчетная схема представлена на рисунке 1.

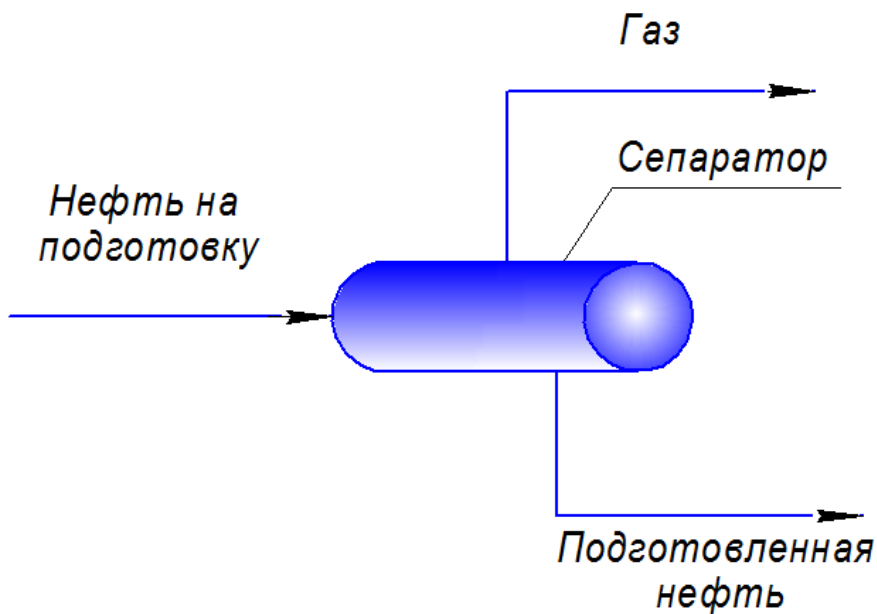


Рис. 1 - Расчетная схема горячей сепарации нефти

Результаты расчета содержания сероводорода, давления насыщенных паров и количества газов сепарации в зависимости от давления в сепараторе при температуре 85 °С представлены на Рисунках 2,3 и 4.

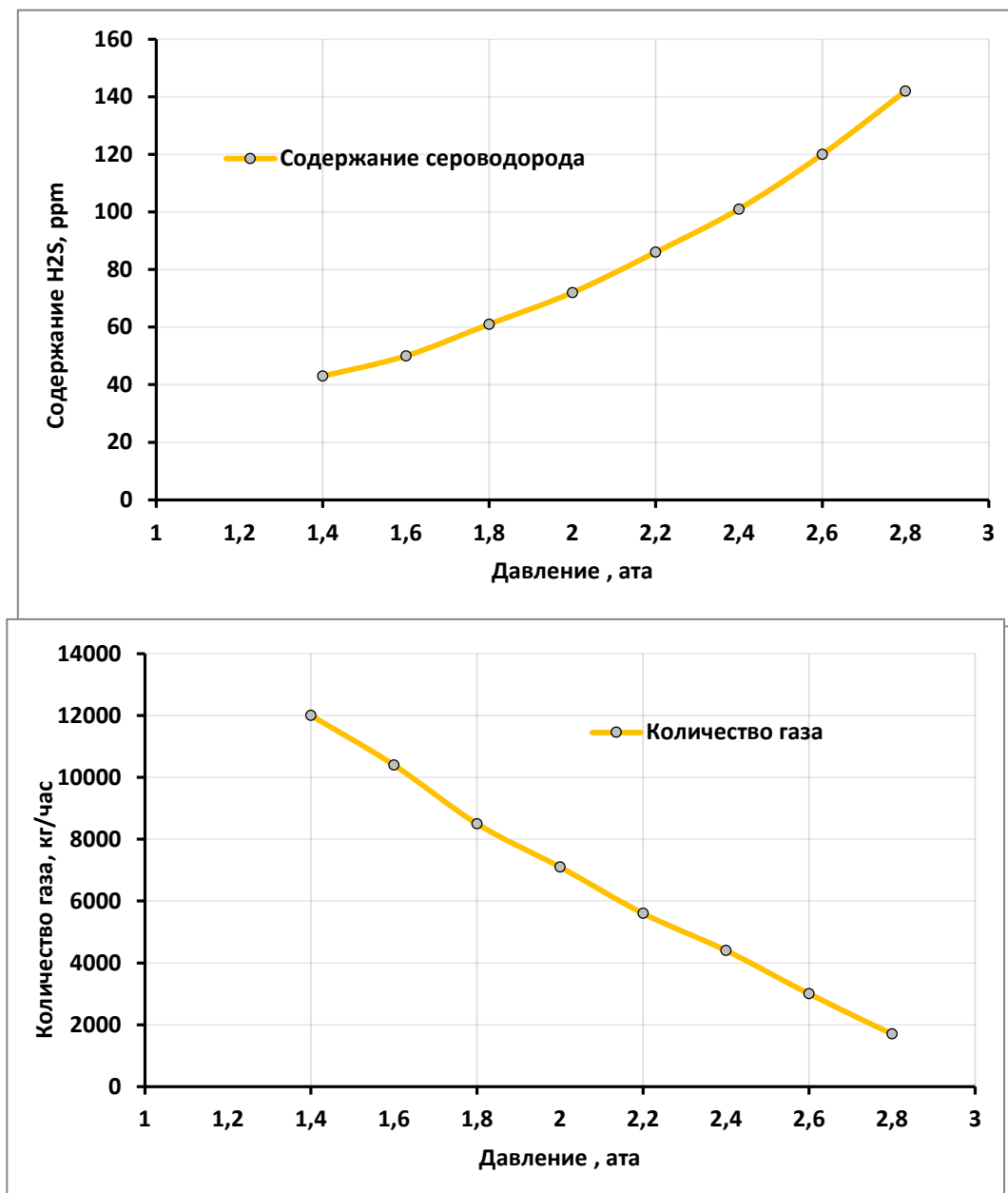


Рис. 2 - Зависимость содержания остаточного сероводорода в нефти от давления в сепараторе при температуре 85 °С.

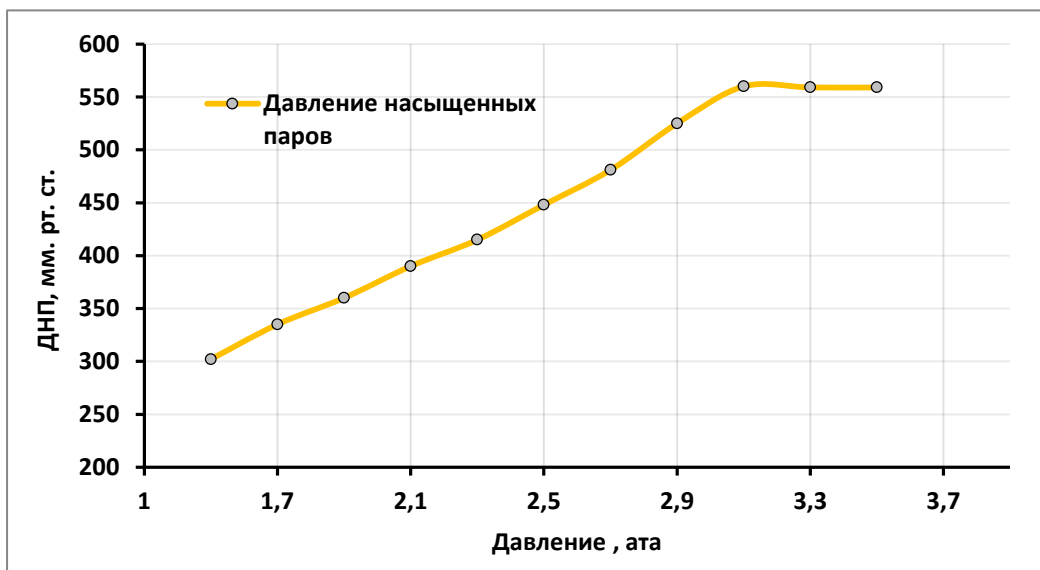


Рис. 3 - Зависимость давления насыщенных паров в нефти от давления в сепараторе при температуре 85°C.

Рис. 4 - Зависимость количества сепарационных газов от давления в концевом сепараторе при температуре 85°C.

Чтобы обеспечить ДНП = 485 мм.рт.ст. необходимо поддерживать в сепараторе давление $P = 2.7$ ата (Рис. 2), регулируя давление выпускным клапаном по газу. Расход газа при этом составит более 2000 кг/час (Рис. 3), а содержание сероводорода в нефти - 130 ppm (Рис. 4). Если потребовать снижения содержания сероводорода менее 100 ppm, то необходимо дальнейшее снижение давления в концевом сепараторе до 2,3 ата (Рис. 4). Однако при этом количество отходящих газов из этого сепаратора составит более 5000 кг/час (Рис. 3), причем до 38% этого газа составляют бензиновые компоненты C5+.

Иная картина наблюдается при использовании технологии «Мягкой отпарки», расчетная схема которой представлена на Рисунке 5. Результаты моделирования представлены на Рисунках 6,7,8 и 9.

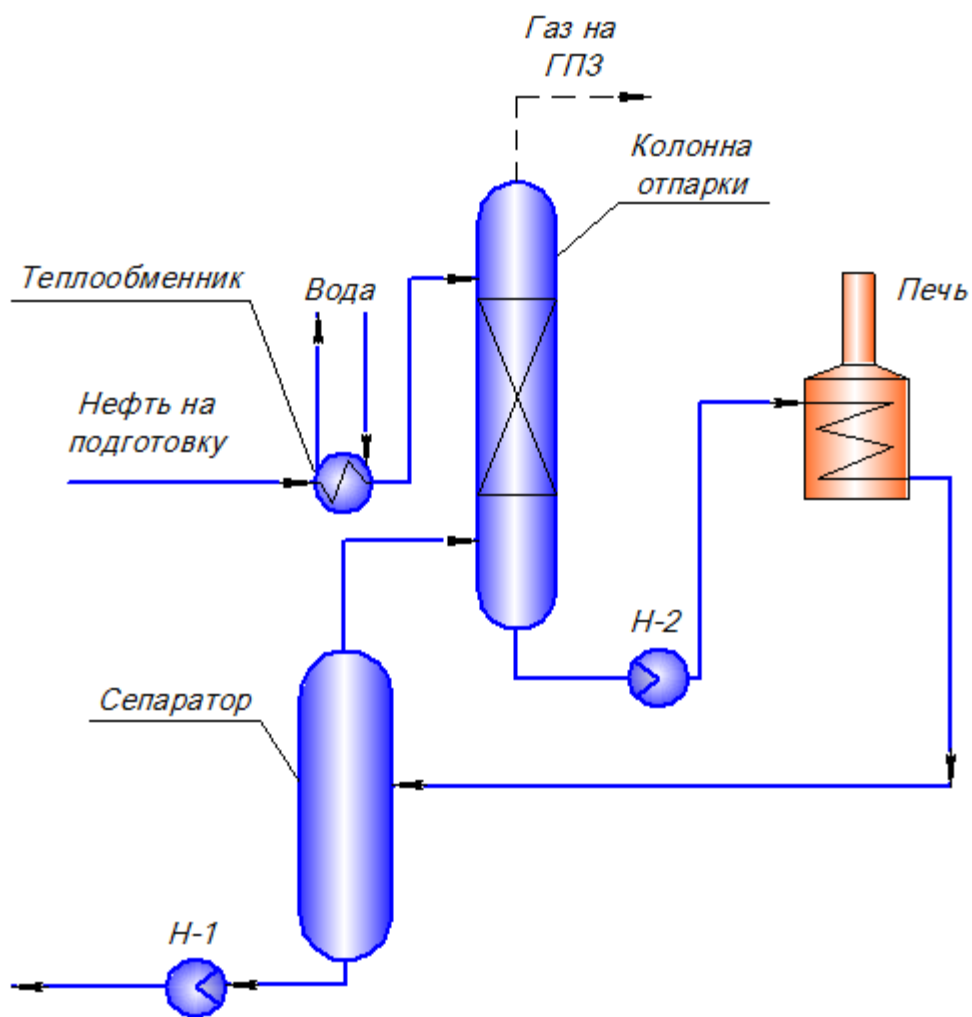


Рис.5 - Расчетная схема технологии «Мягкой отпарки».

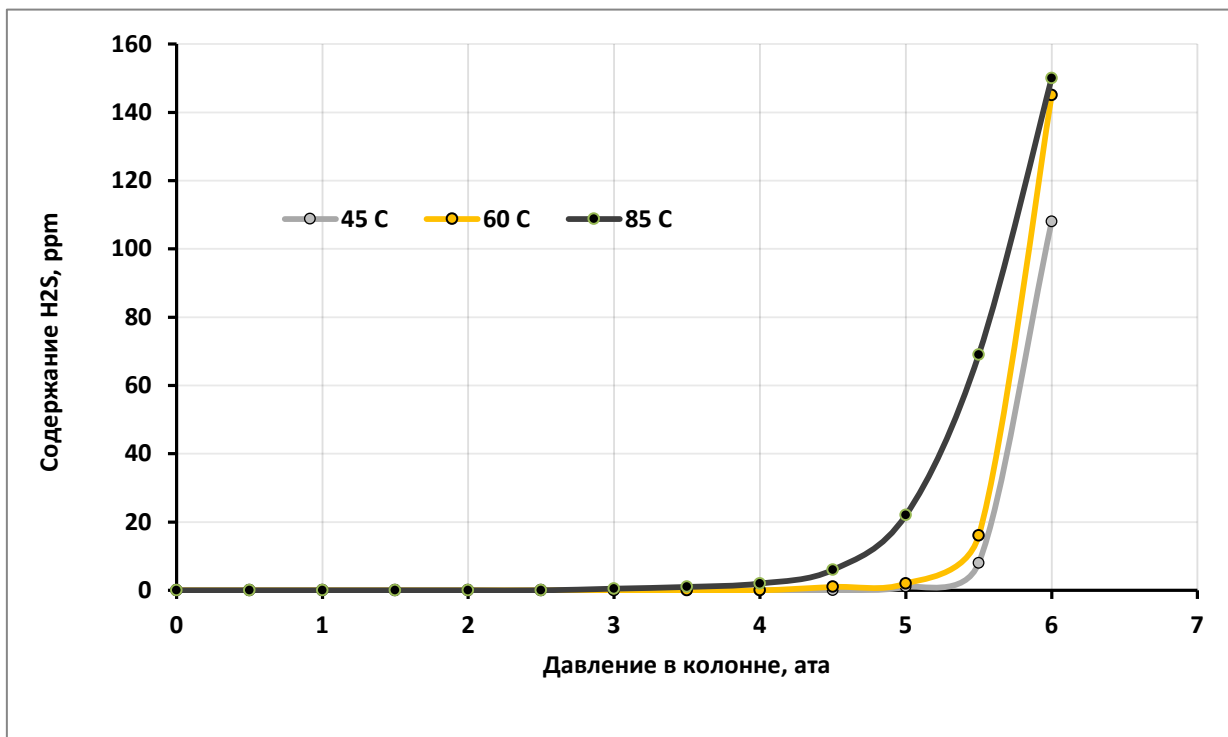


Рис. 6. Зависимость содержания сероводорода в стабильной нефти от давления в колонне и температуры нефти на входе в колонну.

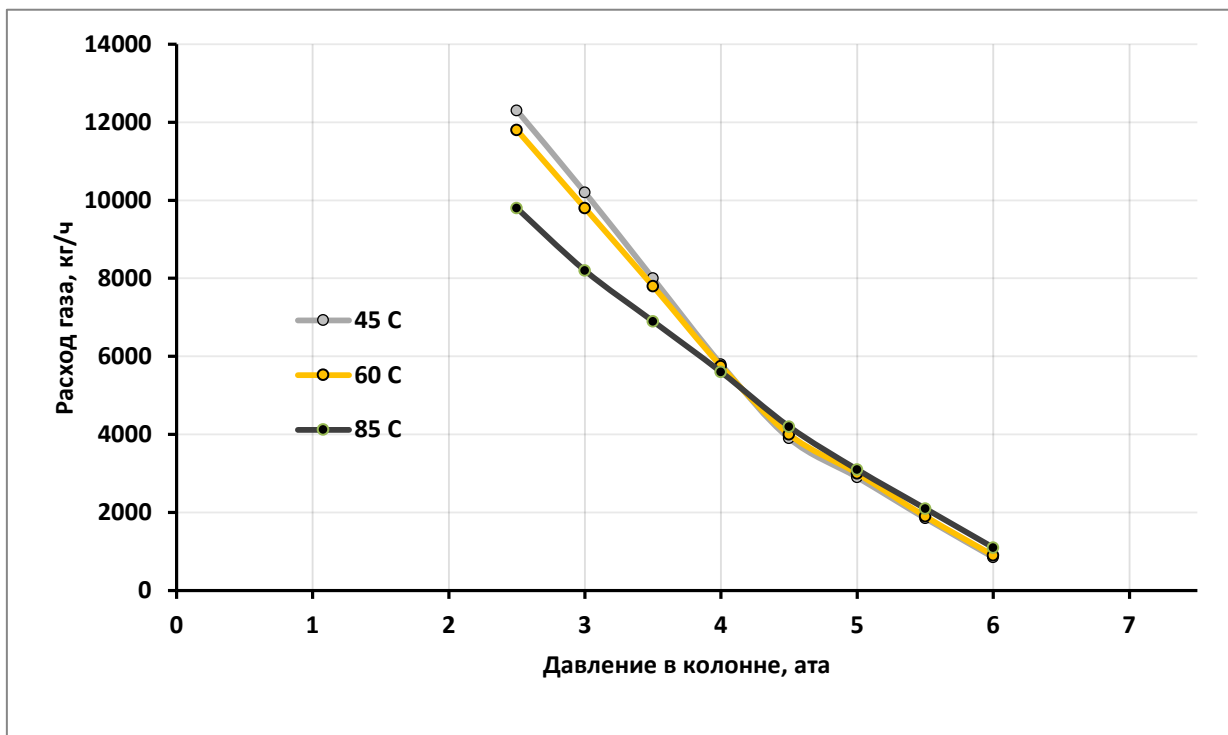


Рис. 7. - Зависимость расхода газа от давления в колонне и температуры нефти на входе в колонну.

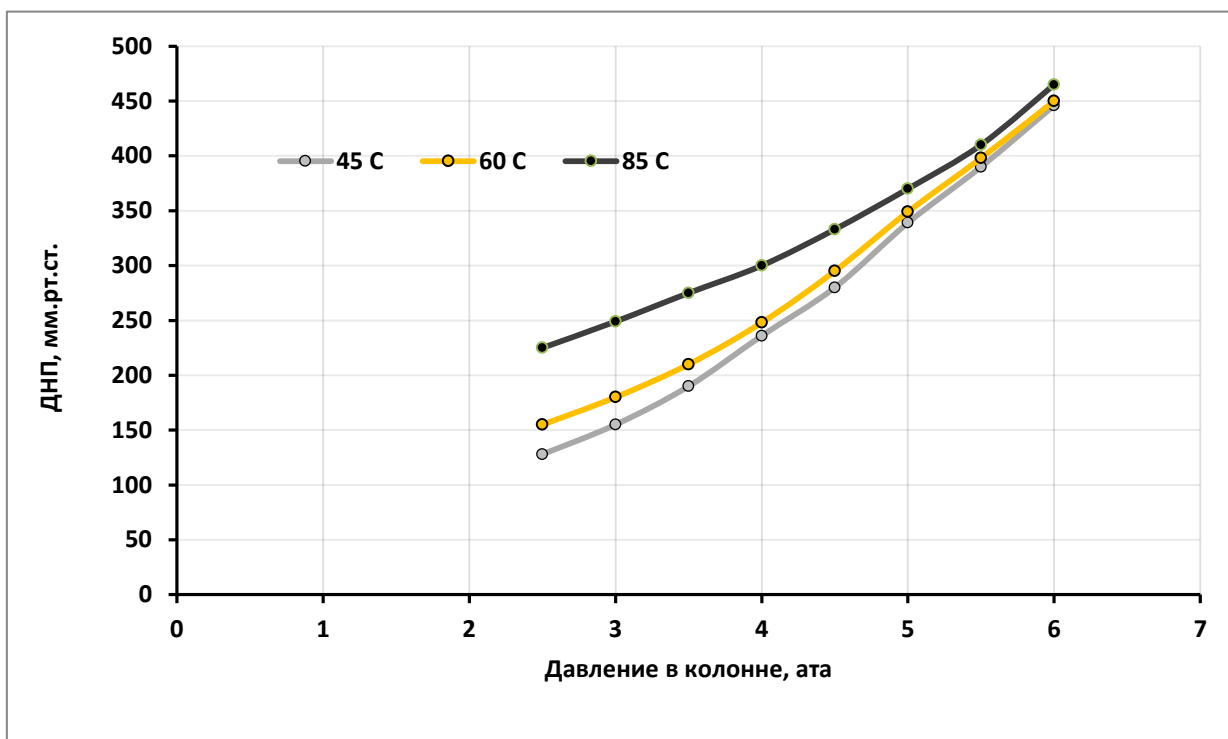


Рис.8. Зависимость ДНП стабильной нефти от давления в колонне и температуры нефти на входе в колонну.

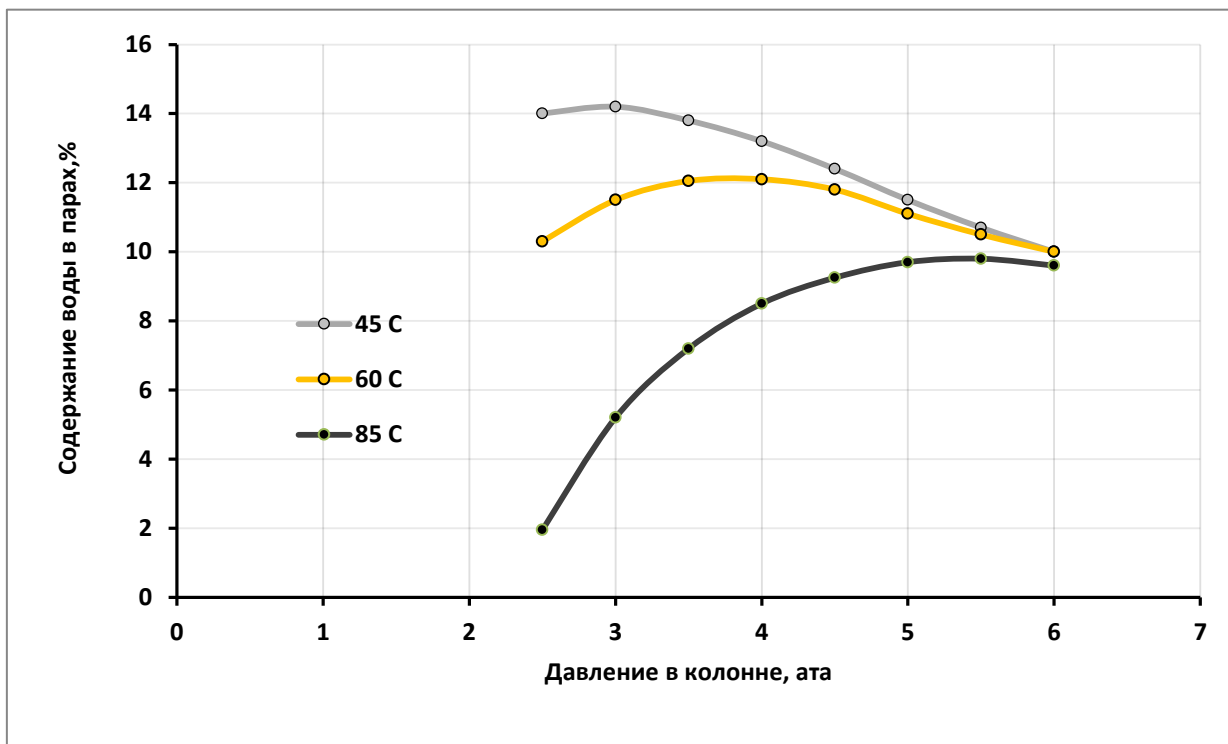


Рис.9 - Зависимость содержания воды в парах от давления в колонне и температуры нефти на входе в колонну.

Содержание сероводорода менее 20ppm достигается при температуре входа нефти в колонну 45 °С и давлении $P = 5,5$ ата. При этом ДНП = 400 мм.рт.ст., а количество газа сепарации менее 2000 кг/час.

Следует отметить, что потенциальное содержание углеводородов C4 и менее в сырье составляет более 9000 кг/час. В этих условиях важно добиться, чтобы в газе сепарации была снижена концентрация C5+. С этой задачей хорошо справляется колонна мягкой отпарки, имеющая высокую разделительную способность.

Важное значение имеет выбор температуры ввода нефти в верхнюю часть колонны. Моделирование процесса «мягкой отпарки» проводилось при трех температурах нефти: 85 °С - температура в концевом сепараторе; 60 и 45 °С - температуры, требующие дополнительного охлаждения перед подачей нефти в колонну. Анализ показывает, что при температуре 45 °С формируются наибольшие потоки паров в колонне, в том числе паров воды, достигающие 12-14% (Рис.9) и обеспечивается наилучшая очистка от сероводорода (менее 5 ppm) при наиболее высоких давлениях: $5 \div 5,5$ ата (Рис. 6). Кроме того, при этой

температуре достигаются наименьшие значения расходов газа сепарации (Рис. 7) и ДНП нефти (Рис. 8).

Для охлаждения нефти от $85\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $45 \div 50\text{ }^{\circ}\text{C}$ между сепаратором и колонной должны быть установлены рекуперационные теплообменники, обеспечивающие съём до 10 МВт тепла, которое можно использовать для подогрева холодной нефти или воды в процессах их подготовки.

Если отказаться от рекуперационных теплообменников и подавать нефть в колонну с температурой $85\text{ }^{\circ}\text{C}$, то очистки того же качества можно добиться при более низком давлении - 4 ата, но при этом увеличивается объём газов сепарации до 5500 кг/час.

Учитывая изложенные соображения можно рекомендовать температуру подачи нефти в колонну: $45 \div 50\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Для снижения капитальных затрат на охлаждение нефти и операционных затрат на ее нагрев в печи, моделировалась схема (Рис. 10) «Мягкой отпарки» в которой на верх колонны с температурой $45\text{ }^{\circ}\text{C}$ подается не вся нефть, а только ее часть. Остальная часть нефти без охлаждения с температурой $85\text{ }^{\circ}\text{C}$ поступает в среднюю часть колонны. Результаты моделирования такой схемы с долей охлаждаемой нефти 10, 20, и 40% приведены на рисунках 11, 12, 13, 14.

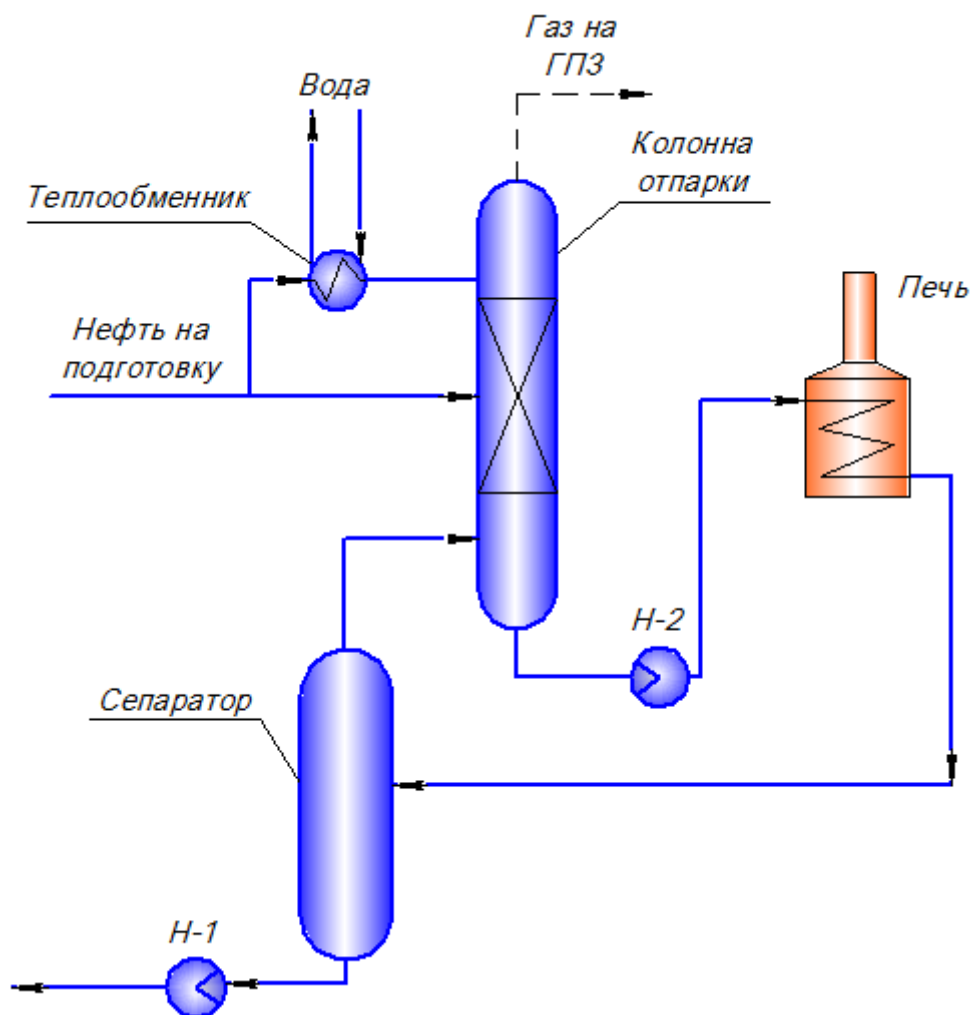


Рис. 10 - Схема мягкой отпарки с отдельным вводом нефти

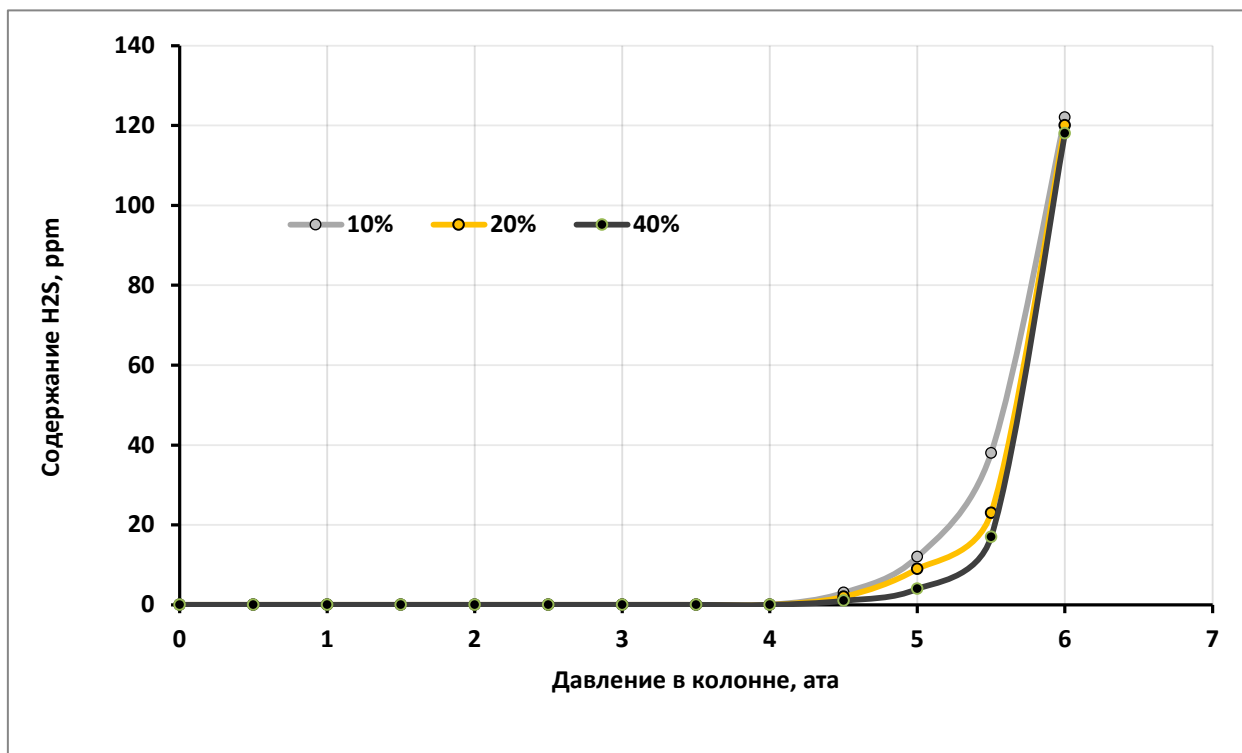


Рис. 11 - Зависимость содержания сероводорода в стабильной нефти от давления в колонне и процента холодной нефти, поступающей в верхнюю часть колонны.

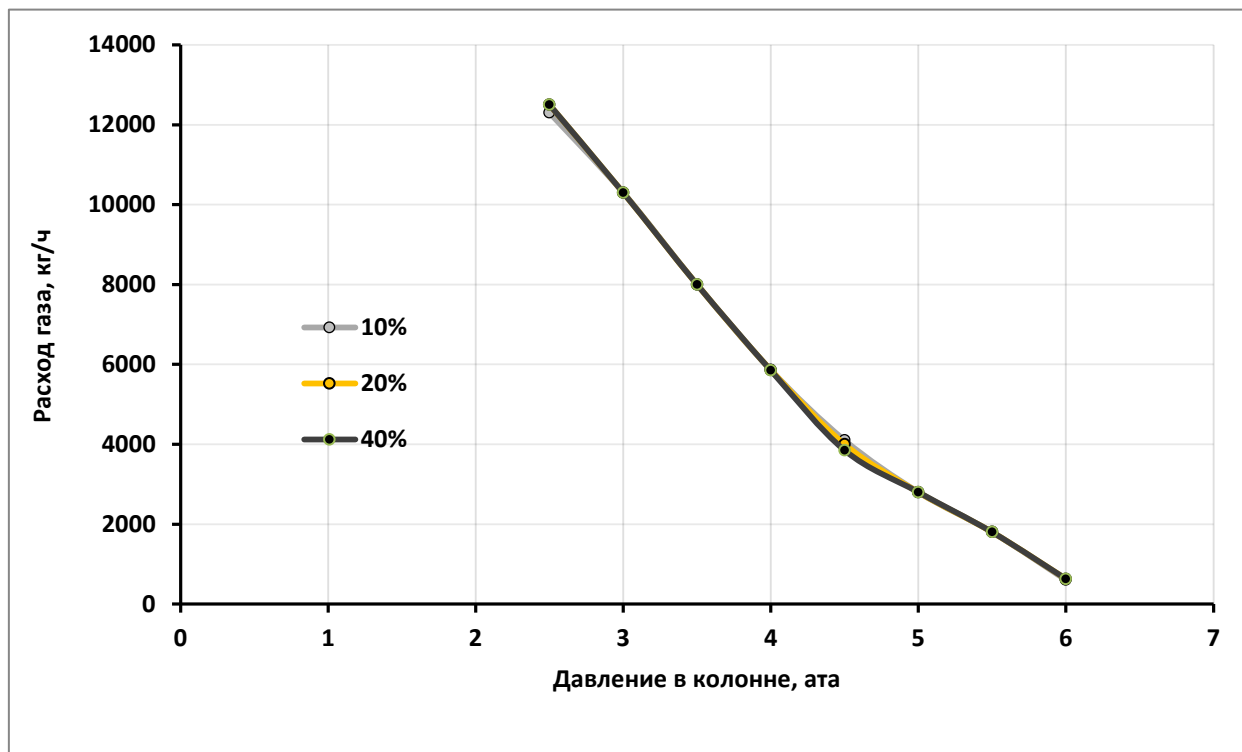


Рис.12 - Зависимость расхода газа от давления в колонне и процента холодной нефти, поступающей в верхнюю часть колонны.

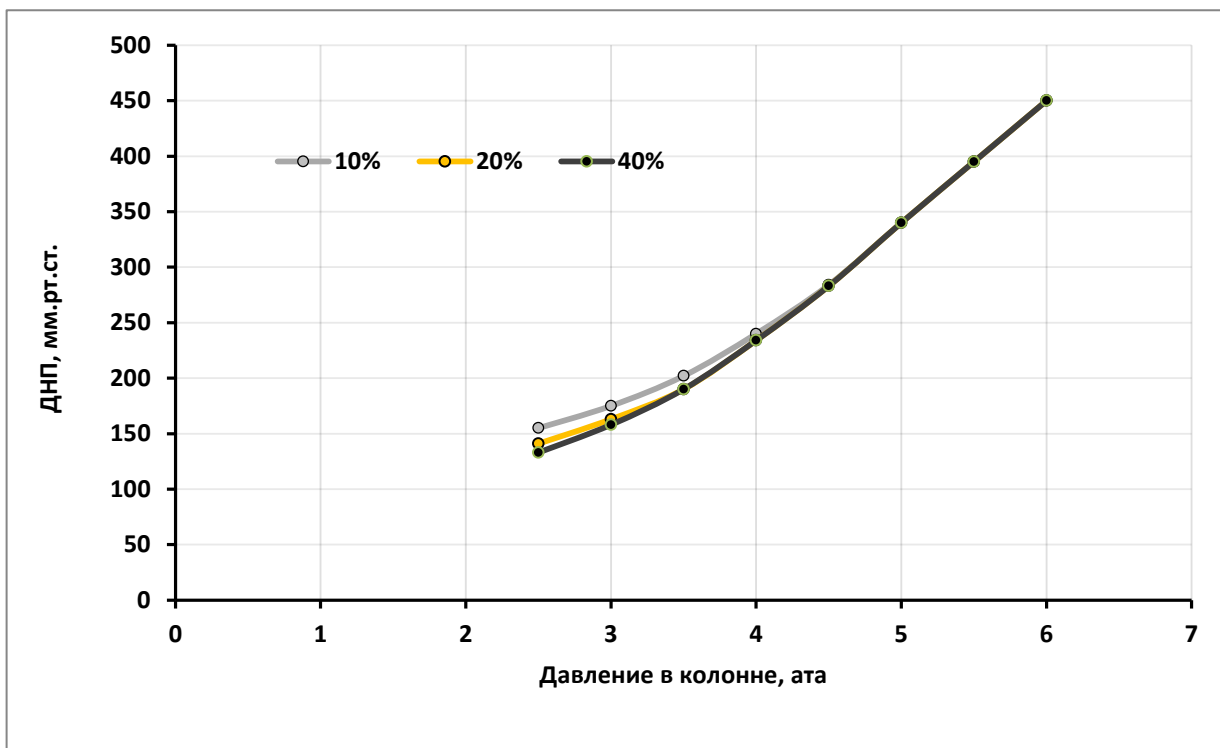


Рис.13 - Зависимость ДНП стабильной нефти от давления в колонне и процента холодной нефти, поступающей в верхнюю часть колонны.

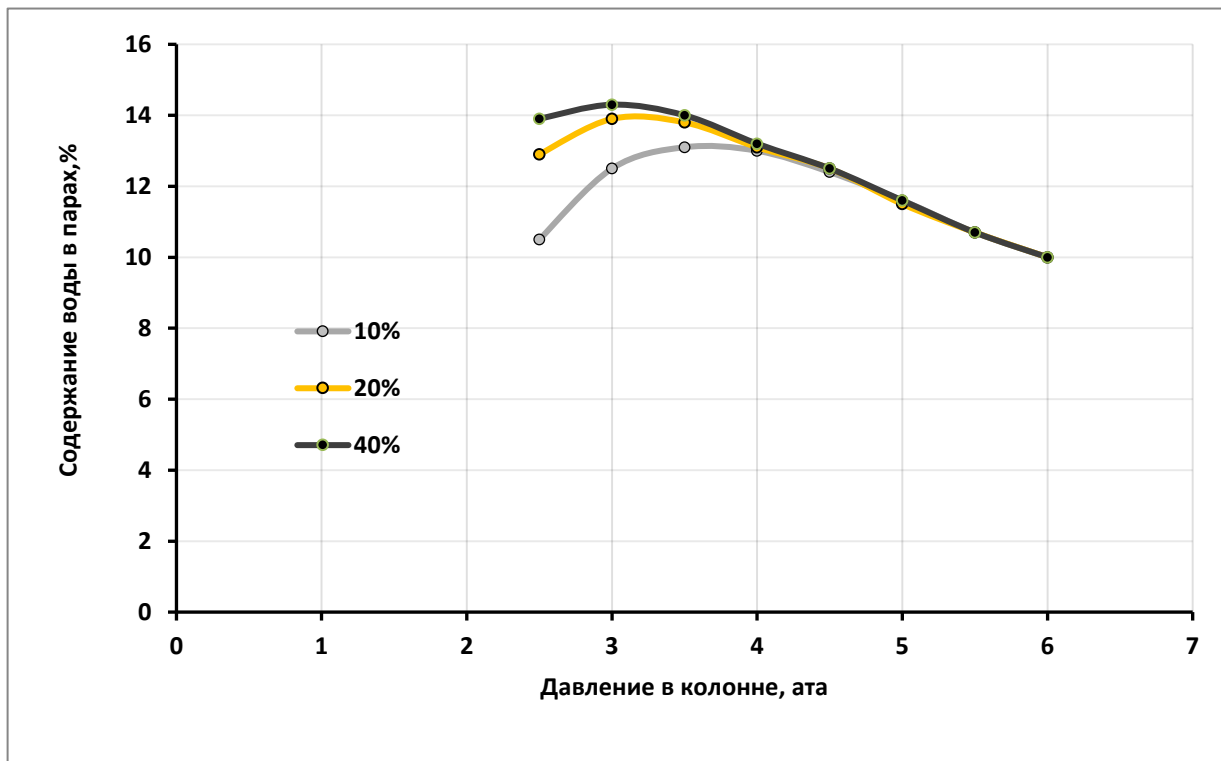


Рис. 14 - Зависимость содержания воды в парах от давления в колонне и процента холодной нефти, поступающей в верхнюю часть колонны.

Анализируя результаты, можно прийти к следующим выводам:

- с увеличением доли охлаждаемой нефти качество очистки улучшается и при доле в 40% содержание сероводорода достигает 10 ppm при давлении 5,2 ата.

- ДНП при этом давлении мало зависит от доли охлаждаемой нефти и составляет 350 мм.рт.ст.

- Расход газов сепарации мало зависит от доли охлаждаемой нефти и при давлении 5.2 ата составляет 2200 кг/час.

Полученные результаты несколько хуже, чем при охлаждении всей нефти, однако они позволяют достигнуть поставленных целей при более низких капитальных и операционных затратах.

В случае полезного использования тепла охлаждения следует рекомендовать режим полного охлаждения всей нефти