

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Методические указания

по выполнению практических занятий
по дисциплине «Технология улавливания, транспорта и закачки
углекислого газа в пласт»
для студентов специальности 21.03.01 Нефтегазовое дело
специализация «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и
хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Ставрополь
2026

СОДЕРЖАНИЕ

Практическое занятие № 1 Подбор метода увеличения нефтеизвлечения с применением промышленных газов	3
Практическое занятие № 2 Расчет показателей разработки нефтяной залежи при вытеснении нефти двуокисью углерода	18
Список литературы	21
Методические указания по организации и проведению самостоятельной работы	23

Практическое занятие № 1 Подбор метода увеличения нефтеизвлечения с применением промышленных газов

Цель работы: Предложить и обосновать выбор метода увеличения нефтеизвлечения с использованием промышленных газов для рассматриваемого месторождения

Теоретическая часть

В пластовых условиях CO_2 может находиться в различных агрегатных состояниях в зависимости от температуры и давления: жидком; газообразном, сверхкритическом.

Критические значения давления и температуры CO_2 равны 7.28 МПа (71.85 атм.) и 31°C соответственно.

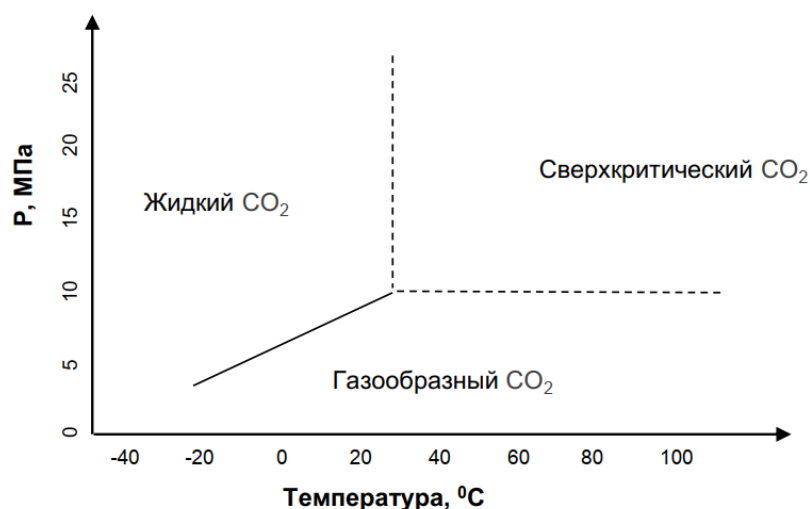


Рисунок 1.1 – Критические значения давления и температуры CO_2

Диоксид углерода обладает следующими преимуществами:

1. Хорошо растворяется в воде, что приводит к увеличению ее вязкости примерно на 30%. С увеличением минерализации воды растворимость в ней диоксида углерода снижается.

2. При взаимодействии CO_2 с водой образуется угольная кислота H_2CO_3 , которая может растворять некоторые виды цемента и карбонатные породы, что приводит к увеличению проницаемости.

3. Отлично растворяется в нефти, что приводит к уменьшению ее вязкости, причем тем значительнее, чем больше начальная вязкость.

4. Растворимость диоксида углерода в нефти приводит к увеличению объемного коэффициента нефти до 1.5-1.7.

5. При увеличении концентрации газа плотность нефти снижается.

Таким образом, при растворении диоксида углерода нефть набухает, при этом снижается ее вязкость и уменьшается поверхностное натяжение на границе фаз, которое удерживает нефть в порах коллектора. Вместе с тем, диоксид углерода растворяется в нефти в 4-10 раз лучше, чем в воде, поэтому он может переходить из водного раствора в нефтяную залежь. Полное взаимное смешивание может быть обеспечено при давлении более 10 МПа. Еще одним преимуществом использования CO_2 в качестве газового агента для повышения нефтеотдачи является то, что термодинамические условия в пластах на месторождениях, способствуют переходу его в состояние сверхкритического флюида (СКФ).

Преимуществами СКФ- CO_2 как растворителя являются: сочетание свойств газов при высоком давлении, таких как низкая вязкость и высокий коэффициент диффузии; и жидкостей – высокая растворяющая способность. Чем больше давление превышает критическое, тем выше растворяющая способность СКФ- CO_2 , выше растворимость СКФ- CO_2 фракций высокомолекулярных компонентов.



Рисунок 1.2 – Подходы к применению углекислого газа

С точки зрения увеличения нефтеизвлечения проекты применения CO_2 являются перспективными. В лабораторных условиях (при неограниченной смесимости) коэффициент вытеснения нефти может достигать 100%. Но при осуществлении проектов, связанных с закачкой CO_2 в пласт, обнаружен целый комплекс рисков, подтверждающих, что применение CO_2 не является универсальным способом снижения выбросов углекислого газа.

Недостатком двуокиси углерода как вытесняющего агента является низкая вязкость, а, следовательно, высокая подвижность и низкий коэффициент охвата. Для снижения проявления данного эффекта применяют совместную или поочередную закачку воды и углекислого газа, проводят селективную изоляцию определенных высокопроницаемых интервалов. Также с целью повышения коэффициента охвата может применяться циклическое воздействие на пласты или уплотнение и соответствующие размещение скважин.

Использование углекислого газа с водой, в свою очередь, может повлечь за собой одно из самых существенных осложнений, которое может произойти при использовании CO_2 – коррозию нагнетательных и добывающих скважин, а при наличии свободной воды – образование кристаллогидратов, что важно при транспортировке.

При неполной смесимости с нефтью, CO_2 экстрагирует из нее легкие углеводороды, нефть становится менее подвижной. Кроме того, растворение CO_2 сопровождается понижением температуры пластовой нефти, что может повлиять на образование асфальтеносмолопарафиновых отложений (АСПО). Вопросы использования CO_2 во многом связаны и с тем, что рано или поздно закачиваемый газ будет извлечен вместе с добываемой нефтью на поверхность. Последующая регенерация будет убавлять объем закачиваемого CO_2 на объем регенерированного и, в итоге, уравнивает его закачку на уровне окупаемости затрат. Вместе с тем при закачивании CO_2 от 10 до 25% его объема может остаться в пласте, что обуславливается, главным образом, удержанием в тупиковых порах и застойных зонах.

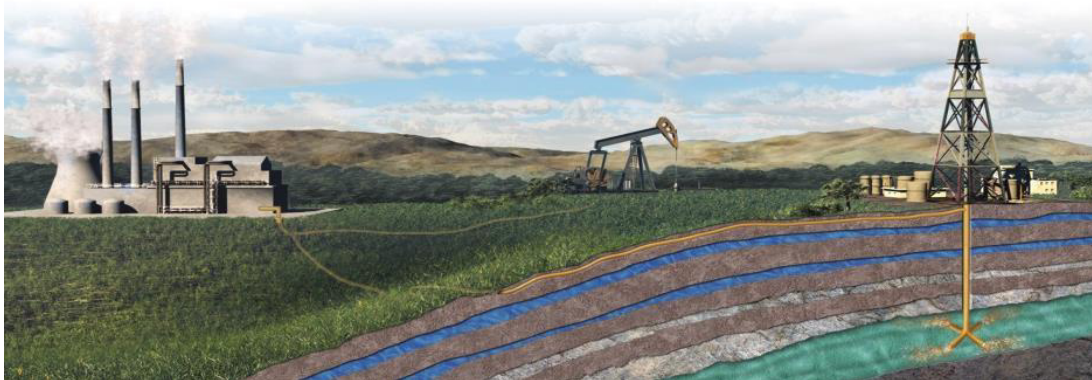


Рисунок 1.3 – Применение промышленных газов

Все это приводит к повышенному расходу CO_2 на тонну дополнительно добытой нефти и как следствие повышает затраты на реализацию проекта.

Другим аспектом, затрудняющим использование рассматриваемого метода, является поиск источника газа необходимой мощности и вопросы его транспортировки. По расчетам «Энергетического центра бизнес-школы СКОЛКОВО» для крупного месторождения не представляется целесообразной прокладка трубопровода длиной более 50 километров. Если же месторождение не столь крупное, целесообразно применять кластерную разработку месторождений или прилегающих сателлитов. Данному подходу способствует и тот факт, что углекислого газа для закачки в пласт с течением времени требуется все меньше. Часть газа отделяется от нефти на месторождении и подвергается обратной закачке. По мере насыщения пласта газом его отбор из трубопровода будет замедляться, а высвобождаемый объем CO_2 может быть направлен на прилегающие месторождения.

Закачка азота и дымовых газов. Задачей выбора рабочего агента является достижение баланса позитивных и негативных факторов, сопровождающих закачку в пласт конкретного газа в специфических условиях выбранного месторождения. Несмотря на высокие показатели вытеснения нефти при закачке углекислого газа, его использование ограничено ввиду высокой степени коррозионного влияния на скважинное оборудование. Одной из альтернатив среди неуглеводородных газов является

азот. Огромные запасы азота присутствуют в атмосферном воздухе, а методы его получения хорошо изучены (криогенная сепарация). В основном применяются 2 способа получения азота: выделение из воздуха и из дымовых газов. Дымовые газы содержат до 85% азота. Азот обладает низкой коррозионной активностью, что очень важно для бесперебойной работы скважинного оборудования. Физикохимические свойства также хорошо сочетаются со свойствами пластовых флюидов.

Механизм вытеснения нефти азотом во многом совпадает с механизмом закачки диоксида углерода, но обладает некоторыми особенностями. Условие полного смешивания азота с нефтью достигается при давлении 36-50 МПа, что выше, чем для углекислого и углеводородного газов. При более низких давлениях возможно или поршневое вытеснение нефти азотом или же вытеснение в условиях ограниченной растворимости. Из-за недостаточной хорошей смешиваемостью с нефтью закачка азота может применяться при вертикальном вытеснении нефти газом, в глубокозалегающих пластах и при содержании в нефти большого количества легких углеводородных компонентов, а также на залежах с аномально высоким пластовым давлением.

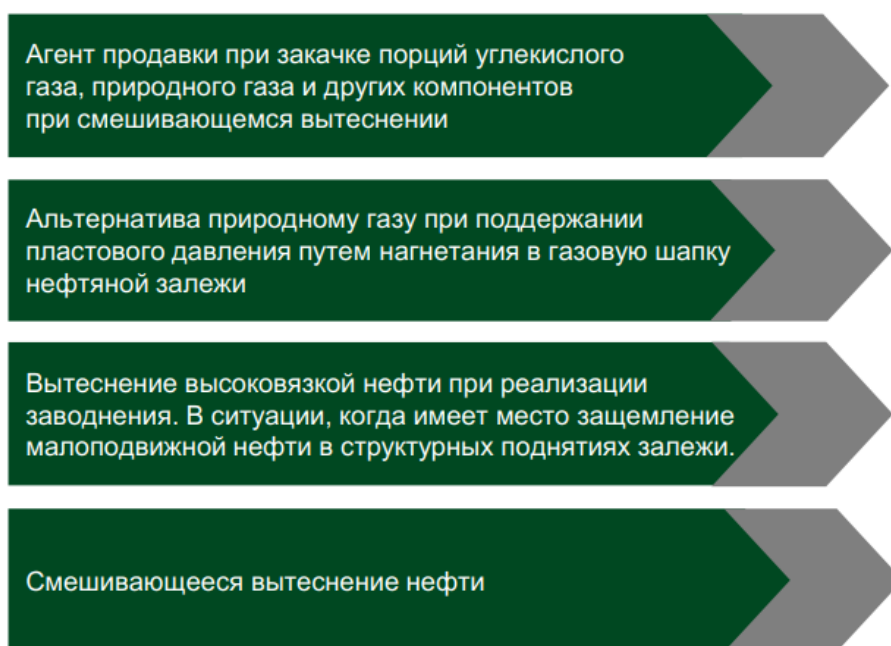


Рисунок 1.4 – Применение азота

Закачка азота успешно проводится на многих месторождениях, к примеру, Cantarell project (Southern Mexico), Antonio J. Complex (Southern Mexico), Chunchula field (Alabama, USA), Trinidad basin (Trinidad and Tobago), South East Assests (Abu Dhabi), Espirito Santo basin (Brazil), The Fordoche Field (Louisiana, USA).

К основным недостаткам метода можно отнести вязкостную и гравитационную неустойчивость, плохую смешиваемость с нефтью, тем не менее его использование при правильном подходе к управлению разработкой может быть технологически и экономически оправдано.

Улавливание CO_2 . Наиболее популярными и широко обсуждаемыми концепциями снижения выбросов CO_2 в атмосферу из источников ископаемого топлива являются carbon capture and storage (CCS) и использование CO_2 в целях повышения нефтеотдачи пластов (enhanced oil recovery – EOR). Среди перспективных источников CO_2 выделены различные промышленные процессы, газообразные отходы которых содержат углекислый газ (синтез аммиака, производство этанола методом спиртового брожения, обжиг известняка, производство водорода, производство тепла и электроэнергии и др.). Общим звеном обеих концепций является извлечение CO_2 из выбросов в атмосферу и его подготовка, которые признаются наиболее трудоемкими и дорогостоящими стадиями.

При производстве водорода существует три потенциальных источников CO_2 в сбросных и дымовых газах (рисунок 1.5).

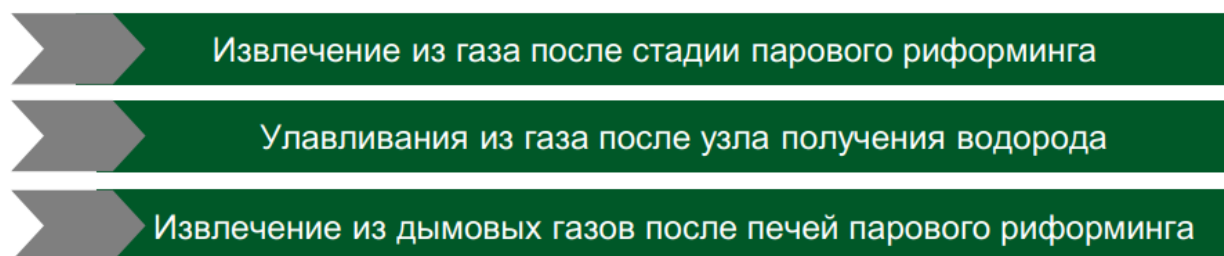


Рисунок 1.5 – Основные источники углекислого газа при производстве водорода

Улавливание CO_2 из газа со стадии парового риформинга осуществляется после реакции топлива с паром (риформинг).

Полученный монооксид углерода взаимодействует с паром в каталитическом реакторе с образованием CO_2 и водорода – синтезгаза. Затем CO_2 отделяется путем криогенной дистилляции, химической абсорбции или адсорбции, в результате получается богатый водородом продукт, который может быть использован во многих областях. Извлечение CO_2 из отходящих газов после стадии получения водорода требует необходимости дополнительного повышения давления. Основным преимуществом источников является высокая концентрация CO_2 в выходном потоке.

Недостатком является то, что система требует определенного уровня развития водородной экономики для повышения рентабельности. При извлечении из дымовых газов, состоящих в основном из азота, CO_2 и водяных паров, после печей парового риформинга или после сжигания топлива в условиях ТЭЦ для производства тепла и электроэнергии, процесс предусматривает использование воздуха или кислорода для сжигания топлива. Извлечение углекислого газа осуществляется, как правило, с использованием химической абсорбции. Основное преимущества этого метода: невмешательство в отработанный технологический процесс производства целевых продуктов: водорода, тепла или электроэнергии. Основными недостатками являются высокие капитальные затраты и большие затраты электроэнергии в случае использования кислорода при его получении. К тому же необходимы определенные меры повышения безопасности производства из-за наличия кислородной установки. Как правило, кроме паров воды, CO_2 (8-15%) и азота, в дымовых газах в зависимости от типа сжигаемого топлива могут содержаться оксиды азота и серы, инертные газы и кислород. Дымовые газы обычно находятся при атмосферном давлении и высоких температурах. Улавливание CO_2 после сгорания может потребовать дорогостоящих технологий и определенную гибкость в использовании. Существует несколько методов разделения газов

для улавливания CO_2 после сгорания топлива, а именно: абсорбция, адсорбция, криогенная дистилляция, мембранное разделение и другие, менее проработанные, но перспективные направления. Одним из таких решений является ферментативное разделение, ключевая роль в котором отводится карбоангидразе, имитирующей природный фермент человеческих легких. Она катализирует химическую реакцию между диоксидом углерода и водой, преобразуя углекислый газ в бикарбонат.

Метод считается экологически чистым. Основными производителями крупных промышленных установок для извлечения диоксида углерода из дымовых газов являются «Dow Chemical Company», «Linde AG», «KerrMcGee Chemical Corp.» и «Mitsubishi Heavy Industries» совместно с «Kansai Electric Power Co.», «Vattenfall», «HTC Pureenergy».

ЗАДАНИЕ

1. Предложить и обосновать выбор метода увеличения нефтеизвлечения с использованием промышленных газов для представленного месторождения «N» (выбор агента вытеснения, способ доставки, метод закачивания, оптимальная схема размещения скважин для реализации воздействия, принципы рециркуляции газа);

2. Обосновать предлагаемый комплекс технологических решений исходя из критериев экономической эффективности и фонда вооруженности (прежде всего основного оборудования);

3. Определить экологические последствия реализации представленного проекта увеличения нефтеизвлечения.

Решение необходимо представить в виде презентации. Структура презентации: анализ проблемы (2-3 слайда), решение (3-4 слайда), экономическая эффективность и выводы (3-4 слайда).

Исходные данные, для выполнения расчета:

Месторождение N

Метод CO_2 -воздействия для закачки в нефтяные пласты весьма капиталоемкий и далеко не всегда экономически оправдан. Пилотная

реализация данных проектов возможна только после составления ТЭО проекта и при наличии инвестиций заинтересованных сторон, работающих на основе раздела продукции или для решения экологической составляющей по снижению «углеродного следа». С целью выявления месторождений потенциально пригодных для осуществления воздействия на основе применения CO₂ была проведена аналитическая работа по выбору конкретных участков месторождений, находящиеся в непосредственной близости от основных источников выбросов CO₂. В качестве пилотного проекта был выбран участок одного из месторождений «N» с трудноизвлекаемыми высоковязкими запасами нефти, освоение которых одним только заводнением с достижением высокого КИН невозможно. Планируемый к закачке объект представлен отложениями тульского и бобриковского горизонтов. В разделе «Приложение» вы можете найти: схематический геологический профиль по залежи тульско-бобриковских отложений данного месторождения с распределением параметра; основные свойства пластовых жидкостей и характеристики коллекторов, предполагаемого участка пилотных испытаний; состав дымовых газов (источник – ТЭЦ крупного города) на сбросе в дымовую трубу. Расстояние от ТЭЦ до пилотного участка – 10-15 км. В радиусе 25 км от источника есть еще несколько сопоставимых по запасам объектов, перспективных для технологии EOR-CO₂. В качестве топлива на ТЭЦ используется природный газ. Потенциальная мощность источника составляет 100 тонн/час чистого CO₂, т.е. более 800 тыс. тонн/год. За всю историю разработки на объекте в эксплуатации на нефть, с учетом перевода скважин с объекта на объект, работали 20 скважин. В настоящее время тульско-бобриковский объект находится на второй стадии разработки. Разработка тульско-бобриковских отложений с самого начала осуществляется общим фильтром. Разбуривание объекта осуществлено по неравномерной треугольной сетке с расстоянием между скважинами 250 м. Площадь нефтеносности по бобриковскому составляет 2500 тыс. м², по тульскому – 2500 тыс. м². Система заводнения – приконтурная, режим закачки – циклический. Источником водоснабжения системы ППД для данного месторождения рекомендована пластовая вода методом МСП. Суммарная закачка воды на данный момент составляет 120 т/сут. в режиме ограничения закачки. Действующий фонд нагнетательных скважин составляет 5 штук. Условия залегания залежей нефти тульско-бобриковского горизонта, основные запасы которых сосредоточены в водонефтяной зоне (87,2%) и длительный срок эксплуатации основного фонда скважин предопределили добычу большого объема попутной воды. Накопленный водонефтяной фактор по объекту составляет 2,7, по скважинам

ВНФ составлял от 0,5 до 12,8. Соответственно выработке, возрастает обводненность скважин— за последние десять лет средняя обводненность составила 77,4%. Согласно текущему состоянию, безводных скважин на горизонте нет. Дебит действующих добывающих скважин по нефти в среднем составляет 7,5 т/сут., варьируя по скважинам от 0,2 т/сут. до 50,8 т/сут. В текущем году с дебитами до 5,0 т/сут. работало 71% действующего фонда, остальной фонд (29%) эксплуатировался с дебитами от 5,0 т/сут. до 51,0 т/сут. Дебит по жидкости варьирует в широких пределах— от 0,3 до 273,3 т/сут., с дебитами свыше 100 т/сут работали три скважины, оборудованные УЭЦН. В целом по тульско-бобриковскому объекту отобрано 60,4 % НИЗ. Скважины (колонна), устьевая арматура, НКТ, насосы (ШГН, ЭЦН), трубопроводы для сбора продукции скважин и др. оборудование выполнены в стандартном исполнении.

Критерии экономической эффективности

В настоящее время в мировой практике разработан целый ряд показателей оценки проектов. Характер взаимосвязей между компаниями становится все более сложным, учитывая возможность кооперации интегрированных структур. Тем не менее, все разработанные методы расчета эффективности можно условно разделить на 2 группы:

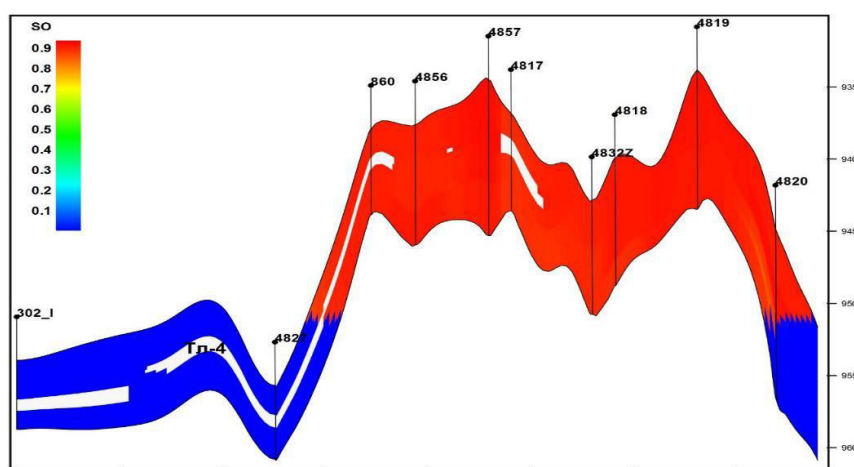


Для первичного анализа и ранжирования проектов нередко применяются статические методы. При разработке среднесрочных и долгосрочных проектов важно учитывать изменения стоимости финансовых средств во времени, поэтому использование динамических методов представляется оптимальным. Возрастание роли интеллектуального капитала и ценности партнерских отношений, а также соответствие международным

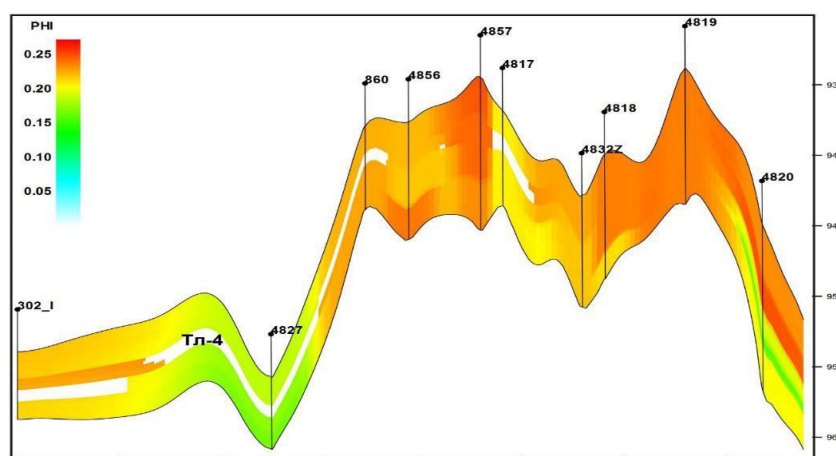
стандартам финансовой отчетности способствовало появлению так называемых «альтернативных» критериев. В их основе лежит концепция добавленной стоимости (value added) или «экономической» прибыли (economic profit). Более того, в альтернативных методах определение итоговых критериев эффективности осуществляется на основе информации, содержащейся в финансовой отчетности организации.

Схематический геологический профиль по залежи тульско-бобриковских отложений месторождения «N» с распределением параметра:

а) начальной нефтенасыщенности по разрезу (единица измер. - д. ед.),



б) пористости (единица измерения - д. ед.),



в) проницаемости (единица измерения - $\times 10^{-3}$ мкм²)

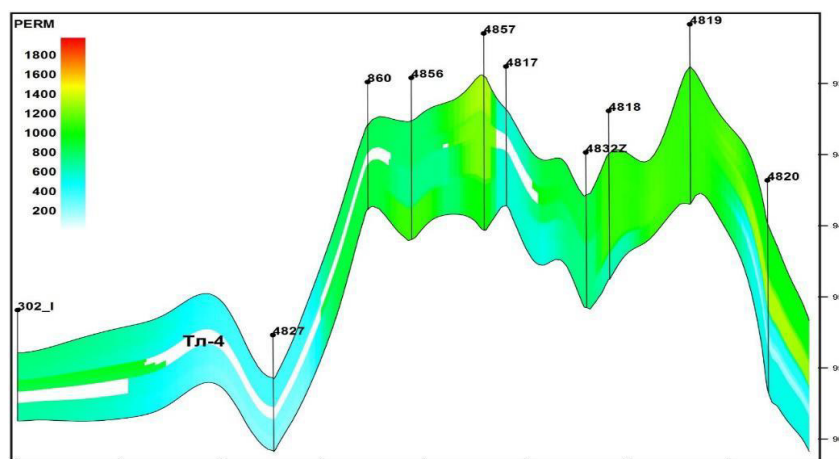


Таблица 1 – Основные свойства пластовых жидкостей и характеристики коллекторов предполагаемого участка пилотных испытаний

Параметры	Размерность	Продуктивные пласты	
		тульский	бобриковский
Начальная пластовая температура	°C	26	26
Начальное пластовое давление	МПа	11,3	11,7
Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа×с	36,7	48,9
Давление насыщения нефти газом, среднее	МПа	2,2	2,2
Газосодержание (стандартная сепарация), средняя	м3/т	3,88	3,88
Объемный коэффициент нефти	доли ед.	1,016	1,016-1,018
Давление насыщения нефти газом	МПа	1,89	1,87
Плотность нефти в пластовых условиях	т/м3	0,893	0,902
Плотность нефти в поверхностных условиях	т/м3	0,903	0,923-0,924
Вязкость воды в пластовых условиях	мПа·с	1,76	1,67

Плотность воды в пластовых условиях	т/м ³	1,17	1,17
Сжимаемость:	1/МПа×10-4		
нефти	7,2	6,2	
воды	4,6	4,6	
породы	1,4	1,4	
Интервал залегания продуктивного пласта	м	1075-1125	1100-1200
Коэффициент пористости, Среднее значение по ГИС	доли ед.	0,230	0,240
Коэффициент проницаемости, среднее значение по ГИС	10-3 мкм2	869,4	871,4 2510 по керну
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	м	4,9	5,1
Средний коэффициент пористости (нефтяная часть)	доли ед.	0,23	0,24
Средний коэффициент начальной нефтенасыщенности	доли ед.	0,87	0,87

Таблица 2 – Состав дымовых газов на сбросе в дымовую трубу ТЭЦ, работающей на природном газе

Наименование показателей	Компоненты			
	H ₂ O	CO ₂	N ₂	O ₂
Массовая доля, %	3,68	16,8	71,94	7,58
Мольные (объёмные) доли, %	6,02	11,26	75,74	6,98

Практическое занятие № 2

РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ ПРИ ВЫТЕСНЕНИИ НЕФТИ ДВОУКОСЬЮ УГЛЕРОДА

Цель: научиться обосновывать показатели разработки нефтяной залежи при вытеснении нефти двоукосью углерода

Многие нефтяные месторождения разрабатываются с использованием традиционного заводнения. После заводнения в недрах остаются до 30-70% начальных запасов нефти, которые оказываются сложно рассредоточенными в заводненном объеме пластов в виде остаточной рассеянной нефти. В связи с этим возникает необходимость в применении других методов воздействия на пласт, повышающих коэффициент извлечения нефти (КИН).

Одним из способов разработки является применение рабочих агентов, которые смешиваются с нефтью и водой или имеют сверхнизкое межфазное натяжение на границе раздела фаз, обладая способностью вытеснять остаточную нефть. Принимая во внимание, что газовые методы увеличения нефтеотдачи (МУН) могут использоваться на любой стадии разработки месторождения, с учетом ужесточения экологических требований к нефтегазовой промышленности, нагнетание промышленных газов (диоксид углерода, азот, продукты сгорания) является наиболее перспективным направлением среди газовых МУН. В целом, эффективность применения (критерии применимости) МУН зависит от множества факторов, которые можно объединить в три группы:

- условия залегания пласта (глубина залегания, угол падения пласта);
- свойства пласта (проницаемость, фильность, насыщенность и др.);
- свойства пластовых жидкостей и газов (вязкость, плотность, минерализация).

Все применяемые газовые технологии могут быть реализованы в виде смешивающегося или несмешивающегося вытеснения. Наиболее

эффективной технологией закачки газа является смешивающееся вытеснение, под которым понимают полную взаимную растворимость нефти и газа, при этом отсутствуют силы поверхностного натяжения на границе фаз.

Этот процесс происходит в пласте при последовательном многоконтakтном обмене компонентами между нефтью и газом. При этом нефть отдает часть компонентов газу, который становится обогащенным. Составы фаз становятся одинаковыми, и поверхность раздела между ними исчезает. Помимо газовых методов в чистом виде, применяется технология водогazового воздействия (ВГВ) на пласт и его различные вариации. Метод предусматривает закачку в пласт в различных сочетаниях воды и газа. Ключевым моментом технологии является ограничение подвижности газа в пластовых условиях.

Задание

Прямолинейный пласт длиной $l = 500$ м, шириной $b = 250$ м, общей толщиной $h_0 = 15$ разрабатывают закачкой оторочкой CO_2 . Коэффициент охвата пласта вытеснением $\eta_2 = 0,8$. Пористость $m = 0,25$, вязкость нефти $\mu_H = 4 \cdot 10^{-3}$ Па·с, вязкость CO_2 в пласте $\mu_y = 0,05 \cdot 10^{-3}$ Па·с, насыщенность связанной водой $s_{CB} = 0,05$. Обсфальнетов в нефти 20%. При вытеснении нефти оторочкой углекислоты смолы и асфальтены вытесняются частично. Будем считать, что насыщенность смолами и асфальтенами $s_H = 0,1$ и, водонасыщенность $s = 0,9$.

Закачка углекислоты и воды в пласт: $q = 400$ м³/сут. $K_\mu = 2.45 \cdot 10^5$ м/(Па·с).

Требуется определить объем оторочки углекислоты V_{OT} исходя из того условия, что к моменту подхода к концу пласта $x = l$ середины области смешения CO_2 и нефти в пласте не остается чистой двуокиси углерода. Скорость фильтрации в пласте равна:

$$v = \frac{q}{bh} = \frac{400}{250 \cdot 15 \cdot 0.8} = 0.1333 \frac{\text{м}}{\text{сут}} = 1,543 \cdot 10^{-6} \frac{\text{м}}{\text{с}}.$$

(4.1)

Истинная скорость движения в области смешивания нефти и CO_2 :

$$\omega = \frac{v}{m(1-s_{H_{\text{ост}}} - s_{cв})} = \frac{1,543 \cdot 10^{-6}}{0,25(1-0,1-0,05)} = 7,261 \cdot 10^{-6} \frac{\text{м}}{\text{с}}.$$

(4.2)

Отсюда находим время t_* , подхода сечения с концентрацией $c=0,5$ к концу пласта:

$$t_* = \frac{l}{\omega} = \frac{500}{7,261 \cdot 10^{-6}} = 6,886 \cdot 10^7 \text{ с} = 797 \text{ сут.}$$

(4.3)

Определим значение параметра:

$$\beta = \frac{2,45 \cdot 10^5 \cdot 3,95 \cdot 10^{-3}}{2} = 484 \text{ м.}$$

и коэффициента конвективной диффузии:

$$D_E = 10^{-9} + 0,1 \cdot 7,26 \cdot 10^{-6} = 7,271 \cdot 10^{-7} \text{ м}^2 / \text{с}.$$

По при малых λ по сравнению с β , в соответствии с формулой:

$$\Lambda = (96\beta D_E \tau)^{1/3}.$$

$$\text{имеем: } \Lambda_1 = (96 \cdot 484 \cdot 7,271 \cdot 10^{-7} \cdot 6,886 \cdot 10^7)^{1/3} = 132,5 \text{ м.}$$

При уточнении по полной формуле получим $\Lambda_1 = 133 \text{ м.}$

Определяем среднее количество CO_2 в зоне смеси ее с нефтью:

$$V_{cp} = \frac{bhm(1-s_{H_{ост}} - s_{cв})\Lambda_1}{2} = \frac{0,25 \cdot 250 \cdot 12 \cdot 0,85 \cdot 133}{2} = 42,39 \cdot 10^3 \text{ м}^3$$

(4.4)

Поровый объем пласта, охваченный процессом воздействия двуокисью углерода равен:

$$V_{оп} = bhml = 0,25 \cdot 250 \cdot 12 \cdot 500 = 375 \cdot 10^3 \text{ м}^3.$$

Учитывая незначительную растворимость CO_2 в воде по сравнению с ее растворимостью в нефти, полагаем, что в сечении $\xi_2 = 0$ в воде будет

растворяться 5 % CO_2 . Следовательно, $\alpha_2 = 0,05$. Объем углекислоты, растворенной в воде к моменту времени $t = t_*$, определим по формуле:

$$V_{y6} = bhms\alpha_2 \int_{-\lambda}^0 c_2(\xi_2, \tau) d\tau = \frac{3}{8} bhms\alpha_2 s \lambda_2 = 1.0607 bhms\alpha_2 (D_E t)^{1/2}. \quad (4.5)$$

Имеем:

$$V_{y6} = 1,0607 \cdot 0,25 \cdot 250 \cdot 12 \cdot 0,9 \cdot 0,05 (7,271 \cdot 10^{-7} \cdot 6,886 \cdot 10^7)^{1/2} = 253,3 \text{ м}^3.$$

Всего будет затрачен на оторочку объем CO_2 , равный:

$$V_y = 42\,390 + 253,3 = 42,65 \cdot 10^3 \text{ м}^3.$$

По отношению к поровому объему пласта это составляет 11,4%.

Варианты для самостоятельного решения к задаче из практической работы 2

Вариант	1	2	3	4	5
длина пласта l (м)	420	300	350	400	600
ширина пласта b (м)	240	180	200	300	550
нефтенасыщенная толщина h (м)	17	10	19	24	29
Коэффициент охвата пласта процессом вытеснения η_2	0,77	0,8	0,69	0,85	0,71
Пористость m	0,20	0,25	0,23	0,22	0,18
вязкость нефти в пластовых условиях μ_n (Па·с)	$5 \cdot 10^{-3}$	$2 \cdot 10^{-3}$	$3 \cdot 10^{-3}$	$8 \cdot 10^{-3}$	$1 \cdot 10^{-3}$
вязкость углекислого газа в пластовых условиях μ_y (Па·с)	$0,05 \cdot 10^{-3}$	$0,05 \cdot 10^{-3}$	$0,05 \cdot 10^{-3}$	$0,05 \cdot 10^{-3}$	$0,05 \cdot 10^{-3}$
насыщенность связанной водой S_{CB}	0,07	0,06	0,05	0,08	0,077
Содержание смол и асфальтенов в нефти	22%	18%	16%	24%	12%

Требуется определить объем оторочки углекислоты V_{OT} исходя из того условия, что к моменту подхода к концу пласта $x = l$ середины области смешения CO_2 и нефти в пласте не остается чистой двуокиси углерода.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Отчет IPIECA
https://www.ipieca.org/media/3093/mapping_og_to_sdg_atlas_lr_2017.pdf
2. Отчет Всемирного экономического форума «Digital Transformation Initiative Oil and Gas Industry»
<https://reports.weforum.org/digitaltransformation/wp-content/blogs.dir/94/mp/files/pages/files/dti-oil-and-gas-industry-white-paper.pdf>
3. Официальный сайт Международного энергетического агентства
<https://www.iea.org/>
4. Главнов Н.Г., Дымочкина М.Г., Литвак Е.И., Вершинина М.В. "Потенциал природных и техногенных источников диоксида углерода для реализации технологии смешивающегося вытеснения на территории РФ." ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2017 (2):47-52
5. Григорьев Р. С. "Применение углекислого газа в процессах повышения нефтеотдачи пластов при разработке месторождений: Бакалаврская работа." Томский политехнический университет, Томск, 2020, с. 86
6. Гущина Т. П. "Интенсификация нефтедобычи путем газоциклической закачки в скважины жидкого диоксида углерода: магистерская диссертация." Тольяттинский государственный университет, Тольятти, 2018, с. 73.
7. Ермаков П. П., Еремин Н. А. "Нагнетание азота в пористые среды для увеличения нефтеотдачи." Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений, 1996, № 11, с. 45-50
8. Игнатьев Н.А., Синцов И.А. "ОПЫТ И ПЕРСПЕКТИВЫ ЗАКАЧКИ АЗОТА В НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ" // Фундаментальные исследования. – 2015. – № 11-4. – С. 678-682
9. Назарова Л. Н. "Разработка нефтегазовых месторождений с трудноизвлекаемыми запасам: Учеб. Пособие для вузов". –М.: РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, 2011. – 156 с.

10. Новая энергополитика в борьбе с изменением климата
<https://energy.skolkovo.ru/ru/senec/research/climate-policy/>
11. Нулевой углеродный след: риски и возможности для нефтегазовой отрасли <http://www.ngv.ru/magazines/article/nulevoy-uglerodnyy-sled-riski-ivozmozhnosti-dlya-neftegazovoy-otrasli/>
12. Прогноз развития энергетики мира и России 2019 / под ред. А.А. Макарова, Т.А. Митровой, В.А. Кулагина; ИНЭИ РАН–Московская школа управления СКОЛКОВО – Москва, 2019. – 210 с
13. Сидорова К. И. "Экономическая оценка использования технологии утилизации углекислого газа в нефтяных месторождениях для повышения нефтеотдачи: Диссертация на соискание ученой степени кандидата экономических наук." ФГБОУ ВПО "Национальный минерально-сырьевой университет "Горный". Санкт-Петербург, 2016. С. 155
14. Хромых Л. Н., Литвин А. Т., Никитин А. В. "Применение углекислого газа в процессах повышения нефтеотдачи пластов" Вестник евразийской науки, вып. 10, №. 5, 2018, с. 82
15. Mohammad Songolzadeh, Mansooreh Soleimani, Maryam Takht Ravanchi, and Reza Songolzadeh. "Carbon Dioxide Separation from Flue Gases: A Technological Review Emphasizing Reduction in Greenhouse Gas Emissions". The Scientific World Journal, Volume 2014, 34 pages

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

**Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования**

«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
по организации и проведению
самостоятельной работы**

**Технология улавливания, транспорта и закачки углекислого газа в
пласт**

для студентов специальности 21.03.01 Нефтегазовое дело
специализация «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и
хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Ставрополь 2026

Методические рекомендации предназначены для студентов вуза «Северо-Кавказский федеральный университет»

Цели методических рекомендаций:

1. Методическое сопровождение процесса введения и реализации требований Федерального государственного образовательного стандарта высшего образования (далее ФГОС ВО), помощь при разработке рабочих учебных программ дисциплин и профессиональных модулей образовательной программы (далее ОП).

2. Создание в образовательном учреждении учебно-методического обеспечения образовательного процесса.

Методические рекомендации определяют сущность самостоятельной работы студентов в вузе, её назначение, планирование, формы организации и виды контроля.

Содержание

1. Нормативное обеспечение самостоятельной работы в ФГОС ВО.
2. Назначение и виды самостоятельной работы студентов.
3. Контроль самостоятельной работы студентов преподавателями.

1. Нормативное обеспечение самостоятельной работы в ФГОС ВО

1.1. ФГОС раздел: «Требования к условиям реализации ОП»:

– Требования к обязательному минимуму содержания образовательной программы подготовки специалиста, к условиям ее реализации и срокам ее освоения определяются настоящим федеральным государственным образовательным стандартом;

– основная образовательная программа подготовки специалиста состоит из дисциплин общенаучного и профессионального циклов, состоящих из базовой и вариативной частей и дисциплин по выбору;

– максимальный объем учебной нагрузки студента устанавливается 54 часа в неделю, включая все виды аудиторной и внеаудиторной (самостоятельной) учебной работы.

Во время самостоятельной подготовки обучающиеся должны быть обеспечены доступом к сети Интернет. Реализация образовательной программы подготовки специалиста должна обеспечиваться доступом каждого студента к библиотечным фондам и базам данных, формируемым по полному перечню дисциплин образовательной программы из расчета обеспеченности учебниками и учебными пособиями не менее 0,5 экземпляра на одного студента. Библиотека вуза должна иметь достаточное количество современных учебников и учебных пособий по всем циклам дисциплин и постоянно восполняться научной литературой и периодическими изданиями нефтегазового профиля

Объем времени, отведенный на внеаудиторную самостоятельную работу, находит отражение:

- в рабочем учебном плане – в целом по теоретическому обучению, каждому из циклов дисциплин;
- в рабочих программах учебных дисциплин циклов дисциплин с распределением по разделам или конкретным темам.

2. Назначение и виды самостоятельной работы студентов.

Самостоятельная работа проводится с целью:

- систематизации и закрепления полученных теоретических знаний и практических умений студентов;
- углубления и расширения теоретических знаний;
- формирования умений использовать нормативную, правовую, справочную документацию и специальную литературу;

- развития познавательных способностей и активности студентов: творческой инициативы, самостоятельности, ответственности, организованности;
- формирование самостоятельности мышления, способностей к саморазвитию, совершенствованию и самоорганизации;
- формирования практических (общеучебных и профессиональных) умений и навыков;
- развитию исследовательских умений.

В учебном процессе ОУ выделяются два вида самостоятельной работы:



Внеаудиторная самостоятельная работа - планируемая учебная, учебно-исследовательская, научно-исследовательская работа студентов, выполняемая во внеаудиторное время по заданию и при методическом руководстве преподавателя, но без его непосредственного участия.

3. Контроль самостоятельной работы студентов преподавателями.

Контроль самостоятельной работы студентов предусматривает:

- соотнесение содержания контроля с целями обучения;
- объективность контроля;
- валидность контроля (соответствие предъявляемых заданий тому, что предполагается проверить);
- дифференциацию контрольно-измерительных материалов.

Формы контроля самостоятельной работы

1. Просмотр и проверка выполнения самостоятельной работы преподавателем.
2. Самопроверка, взаимопроверка выполненного задания в группе.
3. Обсуждение результатов выполненной работы на занятии.
4. Тестирование.
5. Письменный опрос.
6. Устный опрос.
7. Индивидуальное собеседование.
8. Коллоквиум.
9. Отчет о проделанной работе.
10. Защита рефератов или курсовой работы.
11. Творческий конкурс.
12. Интернет - конференции.
13. Контрольная работа.

Критерии оценки результатов самостоятельной работы

Критериями оценок результатов внеаудиторной самостоятельной работы студента являются:

- уровень освоения студентами учебного материала;
- умения студента использовать теоретические знания при выполнении практических задач;
- формирование набора из общекультурных и профессиональных компетенций будущего специалиста;
- умения студента активно использовать электронные образовательные ресурсы, находить требующуюся информацию, изучать ее и применять на практике;
- обоснованность и четкость изложения ответа;
- оформление материала в соответствии с требованиями;
- умение ориентироваться в потоке информации, выделять главное;
- умение четко сформулировать проблему, предложив ее решение, критически оценить решение и его последствия;
- умение показать, проанализировать альтернативные возможности, варианты действий;
- умение сформировать свою позицию, оценку и аргументировать ее.

Содержание внеаудиторной самостоятельной

деятельности студентов

Методические указания для студентов по выполнению самостоятельной работы:

1. Подготовка к лекциям
2. Подготовка к практическим занятиям