

Стоит отметить данный прогрессивный подход компании Google, так как смартфоны являются наиболее многочисленными датчиками, которые можно разместить на нашей планете. Соответственно обилие данных позволит создавать наиболее точные прогнозы и повысить оперативность оповещения людей. Более того, данные датчики расположены именно в местах наиболее компактного проживания людей. Как отмечают специалисты компании Google, за полгода использования данной системы, удалось обнаружить более 400 землетрясений.

Современная наука развивается очень быстрыми темпами, а человеческая жизнь является главной ценностью нашего общества. Поэтому использование передовых разработок является приоритетной задачей руководства каждого государства. Как мы видим, современные технологии позволяют спрогнозировать природный катаклизм намного раньше. Главным итогом их работы, должно стать снижение человеческих жертв, в результате чрезвычайных ситуаций, вызванных природными катаклизмами, в сравнении прошлыми периодами в развитии человечества. Необходимо применять современных технологии, развивать сотрудничество между странами в области прогнозирования и оповещения населения о чрезвычайных ситуациях.

#### Список использованной литературы

1. Шарапов Р.В. Обзор подходов к моделированию чрезвычайных ситуаций // Машиностроение и безопасность жизнедеятельности, 2012 г, № 1 - С.39-41
2. <http://naukarus.com/primenenie-informatsionnyh-sistem-v-chrezvychaynyh-situatsiyah>
3. <https://rg.ru/2020/08/14/zemletriaseniya-po-vsemu-miru.html>

DOI: 10.34708/GSTOU.CONF..2021.63.73.014

УДК 621.787.4

### МЕТОДОЛОГИЯ АНАЛИЗА ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ И СОСТАВА НЕФТИ, ГАЗА, КОНДЕНСАТА И ВОДЫ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ КАРАЧАГАНАК

### METHODOLOGY FOR ANALYSIS OF PHYSICAL AND CHEMICAL PROPERTIES AND COMPOSITION OF OIL, GAS, CONDENSATE AND WATER AT THE KARACHAGANAK DEPOSIT

<sup>1</sup>Гребнев П.С., <sup>2</sup>Вдовин Д.Ю., <sup>3</sup>Миксонов М.Г., <sup>4</sup>Цуров М.Б.  
<sup>1</sup>Grebnev P. S., <sup>2</sup>Vdovin D. Ur., <sup>3</sup>Miksonov M.G., <sup>4</sup>Tsuron M.B.

<sup>1-3</sup>Студент горно-нефтяного факультета, УГНТУ, г. Уфа, Россия

<sup>4</sup>Студент института нефти и газа, ГГНТУ, г. Грозный, Россия

<sup>1-3</sup>Student of the Mining and Oil Faculty, USPTU, Ufa, Russia

<sup>4</sup>Student of the Institute of Oil and Gas, GSOTU named after acad. M.D. Millionshchikov, Grozny, Russia

**Аннотация.** В статье рассматривается методология анализа физико-химических свойств и состава нефти, газа, конденсата и воды, а также применяемые методы увеличения нефтеотдачи, такие как тепловые, газовые и физические. Представлен отбор и PVT-исследования проб пластового флюида.

**Abstract.** The article discusses the methodology for analyzing the physical and chemical properties and composition of oil, gas, condensate and water, as well as the applied methods of enhanced oil recovery, such as thermal, gas and physical. The selection and PVT-studies of reservoir fluid samples are presented.

**Ключевые слова:** PVT-исследования, месторождение, газ, конденсат, нефть, газовый фактор

**Keywords:** PVT research, field, gas, condensate, oil, gas factor

Месторождение Карачаганак находится в 16 км от города Аксай, в 150 км на восток от г. Уральска, на территории Бурлинского района Западно-Казахстанской области. Месторождение занимает площадь около 280 квадратных километров. В геологическом строении территории принимают участие отложения всех систем, от пермской до четвертичной. Более древние отложения (каменноугольные, девонские) залегают на большой глубине и вскрыты опорными структурными скважинами. В строении поверхности плато участвуют главным образом, глинистые и песчано-глинистые породы мезозоя кайнозоя. Орографически район месторождения представляет собой равнину, изрезанную редкой сетью оврагов и балок глубиной 5-10 м [1].

Флюидная модель месторождения Карачаганак обладает уникальной сложностью. По глубине залежи происходит постепенное изменение компонентного состава пластового флюида от кровли газоконденсатной залежи первого объекта разработки до подошвы нефтяной оторочки, переходящего из газовой фазы в жидкую фазу [1]. Уникальные геолого-геофизические данные месторождения требуют индивидуального подхода к выбору методов интенсификации нефтеотдачи [3,4]. При составлении Технологической схемы разработки в 2000г для описания состояния флюидов в пласте была разработана 12-ти компонентная флюидная модель с семью псевдокомпонентами с использованием уравнения состояния Пенга-Робинсона. По газоконденсатным объектам модель удовлетворительно описывала зависимости изменения свойств пластового газа от глубины залегания и хорошо согласовывалась с экспериментальными данными. Для нефтяной оторочки по причине недостатка качественных экспериментальных данных была получена предварительная флюидная модель, требующая уточнения [2].

Для дальнейшего изучения статической и динамической моделей флюида и выяснения существующих неопределенностей, была разработана «Экспериментальная программа» по исследованию проб нефти, газа и конденсата, являющаяся составной частью Технологической схемы разработки.

При анализе данных экспериментальной программы можно сделать следующие выводы:

Прослеживается прямо пропорциональная зависимость от глубины залегания таких параметров пластового газа и пластовой нефти, как начальное пластовое давление, давление начала конденсации, потенциальное содержание  $C_{5+}$  в пластовом газе, коэффициент сверхсжимаемости пластового газа, молекулярная масса пластового флюида, плотность пластового газа, вязкость пластового газа.

Проведение экспериментальных PVT - исследований для адаптации статической и динамической флюидных моделей позволило уточнить расположения газонефтяного контакта (ГНК). В области газонефтяного контакта были отобраны пробы флюидов. В результате изучения лабораторным анализом данных проб было определено, что видимых границ ГНК в залежи не просматривается, была выделена переходная зона из газоконденсатной в нефтяную. Концентрация  $C_{5+}$  в купе с другими характеристиками, такими как плотность, мольная доля, молекулярный вес, отличный параметр для оценки флюида. Согласно исследованиям, если концентрация  $C_{5+}$  меньше  $1100 \text{ г/м}^3$ , углеводородная система пребывает в газовом состоянии, затем идет зона летучих нефтей – она является промежуточной с довольно высоким насыщением компонентами  $C_{5+}$  пластовыми газами, а при последующем увеличении концентрации  $C_{5+}$  более  $1170\text{-}1200 \text{ г/м}^3$  система переходит в жидкую фазу. [4].

По результатам исследований PVT пластовый флюид не достигает насыщения ни в одной точке коллектора, включая ГНК. При температуре пласта, давление насыщения в зоне ГНК является критическим. Данное давление  $P_{\text{нас}}$  так же является критическим для всей залежи, в то же время начальное  $P_{\text{пл}}$  больше чем  $P_{\text{нк}}$  и  $P_{\text{нас}}$  на всех глубинах и вся залежь является ненасыщенной. При начальном пластовом давлении 58-59 МПа, значения  $P_{\text{нас}}$  и  $P_{\text{нк}}$  составляют 44-50 МПа, таким образом по результатам исследований пластовых проб флюида предельная насыщенность пластовой нефти в зоне ГНК не подтверждена.

Для оценки относительной подвижности конденсата в течение 1999-2005 гг. на пяти газоконденсатных скважинах производился мониторинг с периодическим отбором сепараторных проб газа и жидкости и определением компонентного состава пластового флюида. [1]. В результате проведения мониторинга было выяснено, что по содержанию серы нефть и конденсат относятся к сернистым поскольку среднее содержание серы не превышает 0,6% от массы, а по

содержанию парафинов к парафинистым. Содержание парафинов достаточно высокое, несмотря на это при положительных температурах конденсат и нефть северо-восточного участка сохраняют подвижные свойства, застывая при температуре ниже  $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ . А концентрация высокомолекулярных парафиновых углеводородов в нефти юго-западного участка колеблется в пределах от 2,8% до 9,2% масс, что предопределило температуру застывания нефти в интервале температур от  $-28\text{ }^{\circ}\text{C}$  до  $+11\text{ }^{\circ}\text{C}$  [1].

В результате отбора на разных глубинах и анализа 15 проб из скважин данной залежи был выделен метано-нафтенный тип добываемого конденсата, состоящий на 60%-70% углеводородов метановой группы и на 18%-20% - из углеводородов нафтенной группы. Изучаемая нефть также представляет метано-нафтенный тип с содержанием метановых углеводородов во фракции н.к. -  $300\text{ }^{\circ}\text{C}$  46% - 55% масс., нафтенных – 6%-43% масс. и ароматических – 9%-12% масс. По фракционному составу конденсат является тяжелым. Потенциальное содержание бензиновых фракций, выкипающих до  $200\text{ }^{\circ}\text{C}$ , в нем не превышает 50% об., содержание керосиновых, дизельных и масляных фракций в сумме составляет более 40% объема [1].

По северо-восточному и юго-западному участкам по результатам моделирования составов пластовой и дегазированной нефти, газа и газового фактора покомпонентно на каждой ступени сепарации отдельно просматривается зависимость: чем выше начальное пластовое газосодержание нефти, тем больше газовый фактор пятиступенчатой сепарации отличается от газосодержания однократного разгазирования. Средние отметки нефти для юго-западного и северо-восточного участков составили 6 и 8% соответственно. Это заложено в симуляционную модель и учитывается при расчете уровней добычи нефтяного газа и составлении материального баланса углеводородного сырья.

- корректировка замеренного промыслового конденсатогазового фактора по уточненным в лаборатории плотности и коэффициенту сжимаемости (Z-фактор) газа сепарации;

- расчет состава пластового флюида на основе математической рекомбинации продуктов сепарации и откорректированного конденсатогазового фактора [3]. Геологическое обоснование и анализ эффективности данной технологии исследования позволяет включить ее в программу соответствующих дисциплин подготовки студентов направления «Нефтегазовое дело» [5].

По многим скважинам выполнена физическая рекомбинация пластового флюида из сепараторных проб газа и жидкости и его PVT- исследование. Свойства пластового газа - плотность, вязкость,  $R_{н.к.}$ , Z-фактор и др., полученные при исследовании физически рекомбинированных проб. По тем же пробам выполнен тест четырехступенчатой сепарации пластового газа. Для выяснения расположения газонефтяного контакта и контроля за изменением свойств пластовой нефти в процессе разработки, было отобрано 56 глубинных проб пластового флюида из 21 скважины. Пробы отбирались специальными пробоотборниками объемом  $600\text{ см}^3$  с глубины, близкой к приточным интервалам. После доставки проб в лабораторию для оценки сохранности флюида в контейнерах проводились контрольные замеры давления открытия клапана, затем пробы восстанавливались при постоянном перемешивании в течение 24 часов при пластовой температуре. После проверки наличия воды и механических по каждой пробе в ячейке PVT осуществлялись замеры давления насыщения пластовой смеси ( $R_{нас.}$ ) при пластовой температуре и проводилась стандартная сепарация. Давление насыщения определялось визуально с сопровождением видеозаписи. При проведении стандартной сепарации измеряли газосодержание и определяли составы выделившихся газовой и жидкой фаз. Состав жидкой фазы замерялся до  $30\text{ }^{\circ}\text{C}$ , газовой до  $10\text{ }^{\circ}\text{C}$ . При сходимости данных по  $R_{нас}$  и по параметрам стандартной сепарации пробы считались идентичными. Из них выбирались пробы для проведения широкого комплекса PVT- исследований. Кроме определения компонентного состава пластового флюида, были выполнены многочисленные эксперименты – по дифференциальному разгазированию, по изотермическому расширению, по ступенчатой сепарации, по исследованию на истощение, по закачке газа. Приведены компонентные составы пластового флюида, полученные по глубинным пробам. Свойства пластовой нефти - плотность, вязкость,  $R_{нас.}$ , объемный коэффициент и др., полученные при стандартном и ступенчатом разгазировании глубинных проб. Следует отметить, что часть отобранных глубинных проб имеют характеристику пластового газа.

### Список использованной литературы

1. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М.: Недра, 2005. – 308 с.
2. Увеличение нефтеотдачи на поздней стадии разработки месторождений (методы, теория, практика) /Р.Р. Ибатуллин, Н.Г. Ибрагимов, Ш.Ф. Тахаутдинов, Р.С. Хисамов. – М.: Недра – Бизнесцентр, 2004.
3. Валеева А.А., Машкова Е.А. Интенсификация притоков нефти на месторождениях среднеобской нефотегазоносной области. // В сборнике: современные технологии в нефтегазовом деле - 2016 сборник трудов международной научно-технической конференции посвященной 60-летию филиала. 2016. с. 137-142.
4. Машкова Е.А., Зобов П.М., Загидуллина Л.Н., Котенев Ю.А., Андреев В.Е. Микробиологические методы повышения нефтеотдачи пластов (обзор) // В сборнике: Методы увеличения нефтеотдачи трудноизвлекаемых запасов. Проблемы и решения. Акад. наук респ. Башкортостан, Ниинефтеотдача. Уфа, 2003. с. 138-145.
5. Машкова Е.А. Подготовка студентов технического вуза к профессиональной деятельности на основе комплекса квазипроизводственных задач. // Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата педагогических наук. Башкирский государственный педагогический университет им. М. Акмуллы. Уфа, 2011