

## ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ И ОСВОЕНИЯ НЕДР

И так, из уравнения (8):

$$61 \leq P_{\text{наг}} - P_{\text{доб}} \leq 91 \quad (9)$$

Эти условия не выполняются в случае, если нагнетательные скважины находятся в изоляционных зонах или закачка воды приводит к резкому увеличению давления. В этом случае определение ВНК затрудняется и получаемый результат не достоверен.

### Литература

1. Жданов М.А. Нефтепромысловая геология, Гостоптехиздат, Москва, 1962
2. Голф-Рахт Т. Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов. -М. Недра, 1986. - 608 с.

## ИССЛЕДОВАНИЕ ОБРАЗОВАНИЯ И УРОВНЯ ОСАЖДЕНИЯ НЕОРГАНИЧЕСКИХ СОЛЕЙ В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

Фан Чыонг Бао

Научный руководитель ассистент Е.В. Курганова

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Аннотация: Солевое осаждение вызывает множество трудностей в процессе добычи нефти и газа, особенно в шахтах с использованием впрыска воды для поддержания давления в резервуаре. Неорганические карбонатные и сульфатные соли (такие как  $\text{CaCO}_3$ ,  $\text{CaSO}_4$ ,  $\text{BaSO}_4$ ) могут осаждаться в резервуарах и горном оборудовании из-за изменений температурных условий давления и химического равновесия в процессе эксплуатации. Статья является результатом изучения механизмов формирования и оценки способов образования и осаждения неорганических осадков в процессе разведки нефти и газа для обеспечения безопасной и эффективной эксплуатации системы.

### 1. Способность рассеивать морскую воду

Влияние температуры на тенденцию осаждения

Экспериментальные результаты показывают, что температура оказывает важное влияние на растворимость и рост кристалла. Было проведено исследование растворимости некоторых неорганических веществ, таких как  $\text{BaSO}_4$ ,  $\text{CaSO}_4$ ,  $\text{CaCO}_3$ ,  $\text{SrSO}_4$ ,  $\text{BaSO}_3$ , при температурах от 25 до 90 °С. Результаты обобщены в таблице 1 и на рис. 1 и рис.2.

Рис.1 и рис.2 показывает, что уровень кальция снижается из-за образования карбоната кальция или остатков сульфата кальция. Концентрация бария вместе с градиентом температуры указывает на результат растворения сульфата бария. Содержание бикарбоната и карбоната в растворе уменьшается, когда температура увеличивается. [1,2]

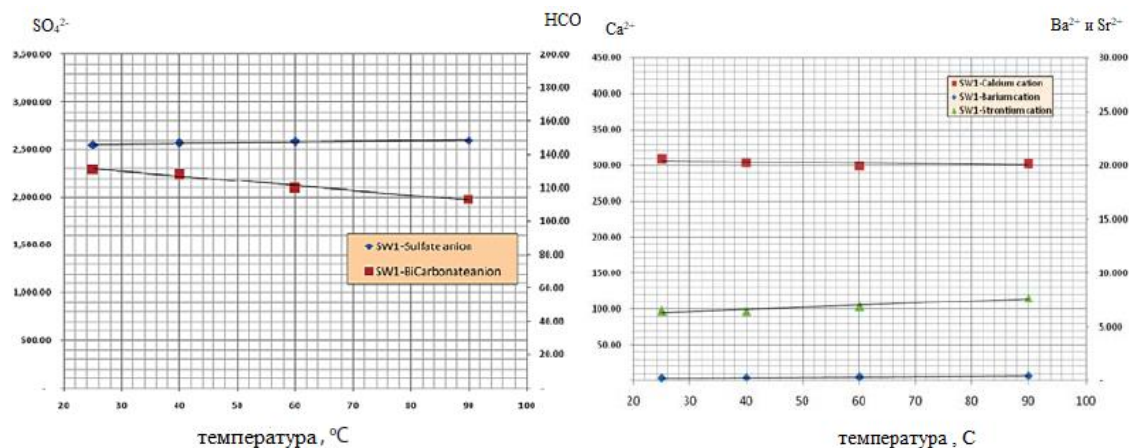
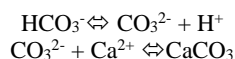


Рисунок1. Концентрация анионов зависит от температуры[2]

Рисунок.2. Концентрация катионов зависит от температуры[2]

**СЕКЦИЯ 11. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И  
ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

**Таблица 1**

**Экспериментальные результаты осаждения морской воды с 25-90°С [2]**

Образец		морская вода	морская вода	морская вода	морская вода	морская вода	
Температура		25°С	25°С	40°С	60°С	90°С	
Время		3	3	3	3	3	
Общая растворенная часть	(Cal.)	mg/l	<b>31.508,82</b>	<b>32.052,13</b>	<b>31.682,13</b>	<b>31.123,47</b>	<b>31.743,42</b>
Удельный вес	20°С		1,027	1,028	1,029	1,032	1,036
Соленость		ppt	17,000	17,000	17,000	20,000	21,000
Удельное сопротивление	24°С	Ω	23,790	23,740	23,360	21,840	19,120
Проводимость	24°С	ms/cm	32,970	33,330	34,690	38,300	40,610
Вязкость	20°С	Cst					
pH			7,87	7,91	7,91	8,32	7,53
Состав	<b>Cation</b>	<b>mg/l</b>	<b>mg/l</b>	<b>mg/l</b>	<b>mg/l</b>	<b>mg/l</b>	<b>mg/l</b>
Sodium	Na <sup>+</sup>	9.319,00	9.081,40	9.617,59	9.342,20	9.362,00	
Potassium	K <sup>+</sup>	336,00	338,00	338,00	416,00	488,00	
Calcium	Ca <sup>2+</sup>	276,00	308,00	304,00	300,00	302,00	
Magnesium	Mg <sup>2+</sup>	1.068,00	1.138,00	1.120,00	1.302,00	1.402,00	
Total Iron	(Fe <sup>2+</sup> + Fe <sup>3+</sup> )	0,04	0,34	0,04	0,06	0,05	
Barium	Ba <sup>2+</sup>	0,032	0,240	0,300	0,360	0,470	
Strontium	r <sup>2+</sup>	5,70	6,50	6,50	6,90	7,70	
Сумма		<b>11.004,77</b>	<b>10.872,48</b>	<b>11.386,43</b>	<b>10.951,52</b>	<b>11.562,22</b>	
Состав	<b>Anion</b>	<b>mg/l</b>	<b>mg/l</b>	<b>mg/l</b>	<b>mg/l</b>	<b>mg/l</b>	<b>mg/l</b>
Chloride	Cl <sup>-</sup>	17.788,50	18.497,50	17.592,75	17.456,25	17.469,00	
Sulphate	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	2.574,80	2.550,20	2.574,00	2.588,00	2.599,00	
Bicarbonate	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	140,00	131,20	128,20	120,20	113,20	
Carbonate	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	0,75	0,75	0,75	7,50	-	
Сумма		<b>20.504,05</b>	<b>21.179,65</b>	<b>20.295,70</b>	<b>20.171,95</b>	<b>20.181,20</b>	

**2. Исследование взаимодействия каменной воды**

Эксперимент проводили в жаропрочном железе, камень измельчали в порошок и пропускали через сито с размером зерна 0,2 мм. Поместили 50 г ледяного порошка в 200 мл морской воды в испытательный сосуд, затем температуру повышали до 120 °С. Эксперимент проводили в течение 5 дней, 10 дней, 15 дней, 20 дней. По окончании эксперимента удалили фильтр с фильтровальной бумагой. Проанализировали полученные результаты. [3]

Результаты эксперимента по реакции лед-вода суммировали и занесли в таблицу 2. Результаты экспериментов показывают, что Mg<sup>2+</sup> является единственным химическим компонентом, который со временем уменьшается. Этот процесс не производит осадок, а только некоторые другие катионы (Ca<sup>2+</sup>, Na<sup>+</sup>, K<sup>+</sup>) и H<sup>+</sup> в морской воде. Растворенный кальцит может выделять Ca<sup>2+</sup> по скорости реакции, остальная часть процесса происходит медленно (в течение длительного времени). Катионный обмен также отвечает за выделение небольшого количества Ca<sup>2+</sup> в растворе. Сульфат уменьшается из-за образования CaSO<sub>4</sub>. Концентрации сульфатов продолжают снижаться до стабильного уровня, который не вызывает реакции в водном растворе. В CaSO<sub>4</sub> осадки начали осаждаться и концентрация сульфата снижалась до 1200 мг/л, что эквивалентно остатку CaSO<sub>4</sub> равному 1500 мг/л в течение 20 дней эксперимента. Долгосрочное осадкообразование, обусловлено реакцией каменной воды в ожидаемых условиях пласта, оно может достигать 2500 мг / л CaSO<sub>4</sub>. Результаты показали, что ни один карбонатный анион не существовал в морской воде после эксперимента с реакцией на породу.

**Таблица 2**

**Результаты анализа воды после эксперимента [1]**

		Результаты анализа выборки воды													Примечание
		TDS (eva) g/l	Salinity g/l	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> mg/l	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> mg/l	Cl <sup>-</sup> mg/l	Br <sup>-</sup> mg/l	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> mg/l	Ca <sup>2+</sup> mg/l	Mg <sup>2+</sup> mg/l	ΣFe mg/l	Na <sup>+</sup> mg/l	K <sup>+</sup> mg/l	pH	
1	SM-1	36,0	34,3	230,58	2.747,0	19.932	92,8	-	608	1.209,6	0,19	10.610,1	582,4	7,35	<b>НТХ 5 дней</b>
2	SM-2	35,7	33,4	235,60	2.722,4	20.093	94,1	-	720	1.113,6	1,15	10.213,2	543,9	7,33	<b>НТХ 10 дней</b>
3	SM-3	34,8	32,4	240,00	2.391,2	19.874	93,2	-	816	998,4	0,46	9.871,1	551,8	7,41	<b>НТХ 15 дней</b>
4	SM-4	34,3	32,8	243,40	2.055,0	19.738	92,2	-	744	867,6	0,27	10.134,0	381,0	7,40	<b>НТХ 20 дней</b>
5	SB1-1	34,7	33,1	200,08	2.624,0	19.081	91,2	-	840	1.080,0	0,17	10.242,0	585,3	7,38	<b>НДХ 5 дней</b>
6	SB1-2	34,2	32,6	272,06	2.172,0	19.099	93,7	-	840	888,0	6,94	10.180,2	605,0	7,12	<b>НДХ 10 дней</b>
7	SB1-3	32,9	32,6	228,75	1.754,8	19.277	94,7	-	816	828,0	2,55	9.425,6	447,0	7,07	<b>НДХ 15 дней</b>
8	SB1-4	32,5	31,5	238,50	1.291,5	19.201	92,7	-	752	681,6	0,13	9.793,0	415,0	7,04	<b>НДХ 20 дней</b>

**Вывод:**

- Результаты исследования показывают, что осаждение может происходить при введении морской воды для поддержания пластового давления.

- Морская вода оседает из-за изменения растворимости в условиях температуры и давления. Некоторые осадочные отложения, такие как CaCO<sub>3</sub>, CaSO<sub>4</sub>, BaSO<sub>4</sub> и SrSO<sub>4</sub>, образующиеся в резервуарах и нагнетательных скважинах. Общий объем осадка составляет около 29,46 -36,27 мг / л в скважине НТХ и 49,97 мл на шахте НДХ.

**Литература**

1. Mechanism of Scale deposition, its prediction and prevention methods for Bach Ho basement oil field. VPI Repost 2004

2. J.L. Bishoff W.E.Seyfried. Hydrothermal chemistry of seawater from 25-350°C. American Journal of Science 1978;278: p 838-860
3. Amer Badr Bin Merdhah, Abu Azam Mohd Yassin Scale formation in oil reservoir during water injection ar High-Salinity formation water. Journal of Applied Sciences 2007; 7: p.3198-3207.

## АНАЛИЗ ПРОБЛЕМАТИКИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ АДАПТАЦИИ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ

**К.В. Фаттахова, Н.Р. Зарипова, А.А. Габдуллин**

Научный руководитель К.В. Фаттахова

*Уфимский государственный нефтяной технический университет, ООО «РН-УфаНИПИнефть», г. Уфа, Россия*

Постоянно развивающиеся технологии и глобальная их цифровизация в нефтегазовой отрасли сегодня позволяет значительно расширить спектр задач, решаемых посредством моделирования в цифровом пространстве. В современных условиях развития цифровых технологий одним из ключевых инструментов управления разработкой месторождений выступает построение полномасштабных 3D геолого-технологических (гидродинамических) моделей. Такой подход позволяет решать целый комплекс задач, таких как: выбор оптимальных систем разработки и поддержания пластового давления, управление темпами заводнения и темпами падения базовой добычи, выявление участков с неизвлеченными остаточными запасами, корректный расчет прогнозных дебитов, оценка и минимизация рисков крупных инвестиций. Необходимым условием решения всех перечисленных задач является качественная интерпретация петрофизических и геологических данных и адаптация модели.

Процесс адаптации носит итерационный характер с пересмотром и уточнением интерпретации геофизических исследований скважин (ГИС), детализацией геологического строения резервуара, кластеризацией геологических прослоев по виду капиллярных сил и насыщения, учетом промыслово-геофизических исследований. Особенно это важно для молодых месторождений, где внутреннее строение не так хорошо изучено. Именно поэтому развитие данного направления является актуальным и востребованным на сегодня.

В 2015 году перед отделом моделирования РН-УфаНИПИнефть была поставлена задача построения геолого-технологической модели для управления разработкой Островного месторождения, в частности, оценки дебитов от ввода новых скважин. Объектом разработки является Юрский нефтегазоносный комплекс, сформированные морскими отложениями. Его разработка ведется с применением значительного количества двуствольных скважин и скважин с гидравлическим разрывом пласта (ГРП). При этом важно отметить, что скважины с двумя стволами работали с достаточно низкой обводненностью, в отличие от скважин с ГРП, работа которых начиналась с большой обводненности и не снижалась.

Одной из основных проблем при построении геологических моделей залежей пласта Ю1 является построение фильтрационной (гидродинамической) модели, а именно обоснование положения в скважинах и построение в межскважинном пространстве сложной поверхности водонефтяного контакта (ВНК). Поэтому успешное решение данной проблемы будет базироваться на глубоком анализе разномасштабных геолого-геофизических исследований: керна, ГИС, гидродинамических исследований скважин (ГДИС), 3D сейсморазведки, трассерных исследований, анализа разработки и других [1,2].

В рассматриваемой работе на основании всестороннего анализа данных эксплуатации скважин в процессе адаптации были последовательно выполнены следующие этапы: 1) построена однопластовая геомодель со структурным каркасом на основе сейсмических данных; 2) выполнено уточнение модели с помощью проведения внутрипластовой корреляции и интерпретацией ГИС горизонтальных стволов; 3) в соответствии с концептуальной моделью осадконакопления осуществлено клиноформенное строение резервуара; 4) по результатам нового бурения перестроена структурная карта пласта, что повлекло существенное изменение положения контура ВНК; 5) реализован дифференцированный подход к насыщению клиноформ путем корректного учета капиллярных сил.

В результате проведения названных итераций получено соответствие расчетных модельных данных историческим. При использовании дифференциального подхода к решению поставленной задачи, а также уточнения геологической и петрофизической информации геолого-технологическая модель избежала «ручного» вмешательства инженера-гидродинамика и выполненный прогноз дебитов ввода новых скважин был подтвержден. Результат решения данной задачи посредством дифференциации подхода представлен на рисунке.