

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, Гостехиздат, 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 CaCO_3 , CaSO_4 , 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 BaSO_4 , CaSO_4 , CaCO_3 , SrSO_4 , 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]

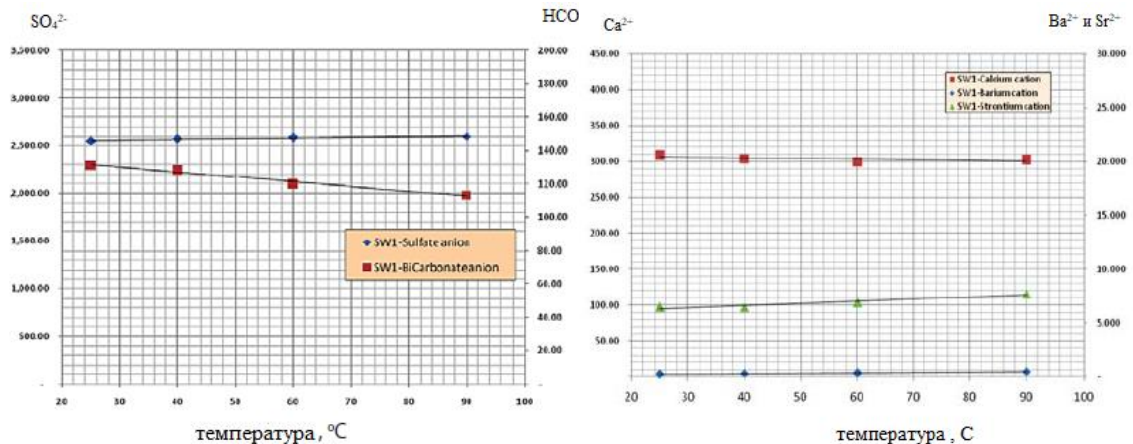
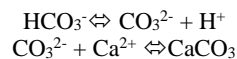


Рисунок1. Концентрация анионов зависит от температуры [2]

Рисунок2. 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	31.508,82	32.052,13	31.682,13	31.123,47	31.743,42
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	Cation	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l
Sodium	Na ⁺	9.319,00	9.081,40	9.617,59	9.342,20	9.362,00	
Potassium	K ⁺	336,00	338,00	338,00	416,00	488,00	
Calcium	Ca ²⁺	276,00	308,00	304,00	300,00	302,00	
Magnesium	Mg ²⁺	1.068,00	1.138,00	1.120,00	1.302,00	1.402,00	
Total Iron	(Fe ²⁺ + Fe ³⁺)	0,04	0,34	0,04	0,06	0,05	
Barium	Ba ²⁺	0,032	0,240	0,300	0,360	0,470	
Strontium	r ²⁺	5,70	6,50	6,50	6,90	7,70	
Сумма		11.004,77	10.872,48	11.386,43	10.951,52	11.562,22	
Состав	Anion	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l
Chloride	Cl ⁻	17.788,50	18.497,50	17.592,75	17.456,25	17.469,00	
Sulphate	SO ₄ ²⁻	2.574,80	2.550,20	2.574,00	2.588,00	2.599,00	
Bicarbonate	HCO ₃ ⁻	140,00	131,20	128,20	120,20	113,20	
Carbonate	CO ₃ ²⁻	0,75	0,75	0,75	7,50	-	
Сумма		20.504,05	21.179,65	20.295,70	20.171,95	20.181,20	

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 Mg²⁺ является единственным химическим компонентом, который со временем уменьшается. Этот процесс не производит осадок, а только некоторые другие катионы (Ca²⁺, Na⁺, K⁺) и H⁺ в морской воде. Растворенный кальцит может выделять Ca²⁺ по скорости реакции, остальная часть процесса происходит медленно (в течение длительного времени). Катионный обмен также отвечает за выделение небольшого количества Ca²⁺ в растворе. Сульфат уменьшается из-за образования CaSO₄. Концентрации сульфатов продолжают снижаться до стабильного уровня, который не вызывает реакции в водном растворе. В CaSO₄ осадки начали осаждаться и концентрация сульфата снижалась до 1200 мг/л, что эквивалентно остатку CaSO₄ 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 CaSO₄. 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 ₃ ⁻ mg/l	SO ₄ ²⁻ mg/l	Cl ⁻ mg/l	Br mg/l	CO ₃ ²⁻ mg/l	Ca ²⁺ mg/l	Mg ²⁺ mg/l	ΣFe mg/l	Na ⁺ mg/l	K ⁺ 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	НТХ 5 дней
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	НТХ 10 дней
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	НТХ 15 дней
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	НТХ 20 дней
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	НДХ 5 дней
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	НДХ 10 дней
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	НДХ 15 дней
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	НДХ 20 дней

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 CaCO₃, CaSO₄, BaSO₄ и SrSO₄, 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.