



Рис. 2 Результаты адаптации скважины P2 при разных нормировках целевой функции

Как показали результаты численных экспериментов, при нормировке ЦФ на исторические значения адаптация модели может стать невозможной. Происходит это при делении расчетного значения на существенно меньшее историческое значение.

Таким образом, рекомендуется задавать погрешности измерения для компонент ЦФ на основе физического и инженерного понимания, что позволит автоадаптации быть обоснованной не только с математической точки зрения. Представленные результаты являются частью исследования по разработке методики выбора оптимальной целевой функции для автоадаптации, различные аспекты которой опубликованы в статьях [1-4].

Работа выполнена при поддержке ООО «Газпромнефть-НТЦ».

#### Литература

1. Еремян Г.А. Влияние способов взвешивания целевой функции на эффективность автоадаптации численной модели месторождения углеводородов // Нефтепромысловое дело. – 2021. – №1. – С. 33 – 40.
2. Еремян Г.А. Методика выбора оптимальной целевой функции для автоадаптации геолого-гидродинамической модели // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2021. – №1. С. 30-38.
3. Еремян Г.А., Рукавишников В.С. Выбор математического выражения и компонентного состава целевой функции для автоматизированной адаптации геолого-гидродинамических моделей // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2021. – №1. – С. 55–61.
4. Еремян Г.А., Рукавишников В.С. Критерии качества автоматизированной адаптации геолого-гидродинамической модели месторождения углеводородов // Экспозиция Нефть Газ. – 2020. – № 6. – С. 76 – 79.
5. Шишаев Г.Ю., Матвеев И.В., Еремян Г.А., Демьянов В.В., Кайгородов С.В. Геологически обоснованная автоматизированная адаптация гидродинамических моделей на примере реального месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2020. – №6. – С.58 – 61.
6. Bertolini A.C., Schiozer J.D. Influence of the objective function in the history matching process // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2011. V. 78. Issue 1. P.32 – 41.
7. Rwechungura R.W. [et al.] Advanced History Matching Techniques Reviewed // SPE-142497-MS. 2011.
8. Booth R. [et al.] Design of Objective Function for Interference Well Testing // OTC-24513-MS. 2013.
9. Shahkarami A. [et al.] Artificial Intelligence (AI) Assisted History Matching // SPE-169507-MS. 2014.
10. Eremyan G., Matveev I., Shishaev G., Rukavishnikov V., Demyanov V. How does the definition of the objective function influence the outcome of history matching? // Conference Proceedings, ECMOR XVII, Sep 2020, Volume 2020, p.1 – 14.
11. Matveev I., Shishaev G., Eremyan G., Konoshonkin D., Demyanov V., Kaygorodov S. Geology realism control in automated history matching // Conference Proceedings, ECMOR XVII, Sep 2020, Volume 2020, p.1 – 9.

## ПОИСК ОПТИМАЛЬНОГО ОБЪЕМА ОПЗ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН КАК МЕТОДА БОРЬБЫ ПРОТИВ ГАЛИТООТЛОЖЕНИЙ НА ПРИМЕРЕ ОДНОГО ИЗ ТЕРРИГЕННЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

Ермеков Р.И., Поляков С.В., Непомнящих В.М.

Научный руководитель - профессор О.С. Чернова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

ООО Иркутская нефтяная компания, г. Иркутск, Россия

В настоящий момент времени нефтегазовый комплекс России продолжает своё успешное развитие. Во многом высокий уровень добычи углеводородов за последние годы связан с вводом в промышленную эксплуатацию месторождений нефти и газа Восточной Сибири. Считается, что в будущем данная тенденция будет возрастать по результатам успешности геологоразведочных работ на севере Сибирской платформы и постепенного истощения запасов месторождений Западной Сибири [1, 5]. С геологической точки зрения, залежи нефти и газа рассматриваемого региона имеют ощутимые отличия по сравнению с месторождениями других нефтегазоносных провинций России. В большинстве это связано с геологической историей развития региона [3]. Особенно можно выделить, что в геологическом строении принимают участие породы архей-протерозоя, палеозоя и кайнозоя (с отсутствием

## СЕКЦИЯ 10. ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА. СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Мезозойской эры), ярко выраженная засоленность отложений продуктивных интервалов и их низкая температура (до 40°C).

В данной статье рассматривается одно из терригенных нефтегазоконденсатных месторождений Иркутской области. По своему географическому положению оно находится в северной части Усть-Кутского района и южной части Катанского районов области. Открыто в 1969 г., а полномасштабное освоение начато в начале 2000-х годов. Продуктивные отложения месторождения представлены ярактинским горизонтом непской свиты нижнего венда, залегающих с угловым стратиграфическим несогласием на породах фундамента. В разрезе и по площади ярактинский горизонт характеризуется большой гетерогенностью. Как следствие, залежь месторождения принято делить на три песчаные пачки, разделенных не повсеместно аргиллитовыми перемычками, и состоящих из разнозернистых полимиктовых песчаников с прослоями и линзами брекчий, конгломератов, алевролитов и аргиллитов. В площадном плане неоднородность отложений выражается как в высокой литофациальной изменчивости, так и во вторичном постседиментационном засолонении. Из отчетов с описанием шлифов следует, что процесс галитизации происходил на завещающем этапе катагенетических преобразований после процессов доломитизации, карбонатизации и ангидритизации. При этом преимущественное развитие галита проходило в карбонатизированных и сульфитизированных частях разреза, что связывают с постепенным увеличением минерализации пластовых вод [4].

Основным способом поддержания пластового давления (ППД) на месторождении является закачка воды. Известно, что для закачки используется вода из нескольких источников: вода из водозаборных скважин и подтоварная вода. Каждая из них характеризуется значительно отличающимся химическим составом. Вода из водозаборных скважин имеет высокое содержание сульфат анионов, а подтоварная вода после подготовки характеризуется низким содержанием солей. В то же время пластовая вода имеет высокое содержание хлоридов, натрия, кальция, стронция и низкое содержание сульфатов. Из результатов анализа керновых исследований и гидродинамического моделирования следует, что при смешении данных типов воды друг с другом происходит процесс выпадения солей (наиболее часто солей галита (NaCl) и гипса ( $\text{CaSO}_4 \cdot \text{H}_2\text{O}$ )) из-за несовместимости их растворов [2].

Однако, в результате исследований на цифровом и фактических образцах керна было установлено, что на данном этапе разработки процесс солеотложения в межскважинном пространстве на месторождении не происходит. Также, косвенным фактором, указывающим на это, является то, что приемистость существующих скважин ППД при небольшом отставании по количеству нагнетательных скважин, позволяет иметь компенсацию отборов на уровне выше 100%, т.е. разработка площадным заводнением происходит без препятствий. С другой стороны, важным результатом исследований стало установление зависимости процесса выпадения солей от термобарических условий, распределения фильтрационно-емкостных свойств (проницаемости) и процентного соотношения компонентного состава смешиваемых вод в пласте [6]. Таким образом, преобладающим местом выпадения солей является призабойная зона (ПЗП) добывающих скважин из-за резкого перепада давлений, обладающих высокопроницаемыми каналами и обводненностью продукции.

Анализ фонда добывающих скважин месторождения показал, что часть из них характеризуется проблемами отложения галита в ПЗП. Ввиду введенных ограничений по добыче нефти в РФ в рамках выполнения обязательств по соглашениям ОПЕК+ в 2020 году, было принято решение о проведении оптимизации текущего подхода по обработке призабойной зоны (ОПЗ) скважин с целью повышения удельной прибыли со скважин на основе ранее полученной информации по характеру солеотложения.

В качестве объекта эксперимента была выбрана вертикальная скважина с ГРП с относительно недавним процессом начала обводнения продукции и началом осложнения эксплуатации из-за снижения коэффициента продуктивности (Кпрод) ввиду отложений солей галита. Природа выпадаемых солей устанавливалась на основе отбора проб продукции скважины и их анализа на плотность и шестикомпонентный состав (6К). Как факт, обводненность продукции скважины обусловлена прорывом воды плотностью 1,265 г/см<sup>3</sup> с повышенным содержанием анионов хлора Cl<sup>-</sup>, что указывало на то, что это пластовая вода (рис.1).



Рис.1 Результаты анализов проб воды продукции скважины X6

На первоначальном этапе, на скважине применялся общепринятый подход по планированию и выполнению ОПЗ. Однако вскоре стало очевидным, что он является неэффективным, так как длительность межобработочного периода (МОП) составляла в среднем 3,9 суток, что в условиях экономии средств было избыточным. Для увеличения эффективности ОПЗ была реализована методика по ступенчатому увеличению объемов ОПЗ с целью выявления эффекта на продолжительность МОП. Суть методики заключается в поэтапном увеличении объемов ОПЗ. При этом оценивается изменение продолжительности эффекта от ОПЗ в зависимости от объема обработки. На основе полученных данных производится подбор оптимального объема обработки достаточного для 100% охвата засоляемого объема ПЗП. Результатом реализации данной методики стало на первом этапе увеличение МОП до 5-6 суток, а вскоре, на фоне активной закачки скважин ПЗП по окружению и роста пластового давления, к увеличению дебита нефти скважины и прекращению проведения ОПЗ. В общей оценке, по сравнению с обычным подходом, на сокращении количества операций ОПЗ было сэкономлено около 77,14 млн. рублей, а с учётом сохраненной добычи нефти от дополнительных простоев до 104,29 млн. рублей (рис. 2).



Рис.2 Результаты анализов проб воды продукции скважины Х6

#### Литература

1. Адрианов В.А. Нефть и газ Восточной Сибири // Нефтегазовая Вертикаль. – 2017. - № 3-4. – С. 44 – 45
2. Антониади Д.Г., Савенок О.В. Проблема солеотложения – общие принципы и особенности конкретных решений // Научный журнал КубГАУ. – 2013. № 87. – С. 1 – 16.
3. Вдовыкин Г.П. Геология Восточной Сибири (Траппы и нефтеносность). – Москва: Компания Спутник+, 2003. – 62 с.
4. Геология и полезные ископаемые Восточной Сибири: сборник научных трудов / Науч. ред. и сост. Сизых А.И. Иркутск. 2010. 184 с.
5. Перспективные месторождения нефти Восточной Сибири // Эксперт Online. 2006. URL: [https://expert.ru/siberia/2006/32/sibir\\_perspektivnye\\_mestorozhdeniya\\_nefti/](https://expert.ru/siberia/2006/32/sibir_perspektivnye_mestorozhdeniya_nefti/) (дата обращения: 14.02.2020).
6. Проблемы выпадения солей в поровом пространстве пород в пластовых условиях на примере месторождений Восточной Сибири / Зимин С.В., Сабанчин И.В., Краснов И.А., Буторин О.О., Стукан М.Р., Иванов Е.Н., Ребрикова А.Т., Денисенко А.С., Пискарев В.И., Лаптев В.Д. // Нефтяное хозяйство. – 2020. – №8. – С. 44 – 49.

### ФОРМИРОВАНИЕ ПРОГРАММЫ БУРЕНИЯ В УСЛОВИЯХ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ, ОСЛОЖНЕННОГО ГОРИЗОНТАЛЬНЫМИ СДВИГАМИ

Зинченко К.К., Кузив К.Б.

Научный руководитель – специалист А.С. Щетинин  
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, Россия

Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн является одним из крупнейших нефтегазоносных бассейнов в мире. На его территории находятся уникальные по запасам месторождения углеводородов. Многие месторождения данного региона осложнены горизонтальными сдвигами. О рисках и перспективах бурения вблизи тектонических нарушений подробно будет описано в представленной работе на примере юрских отложений.

Рассматриваемая площадь территориально принадлежит Пуровскому и Красноселькупскому районам Ямало-Ненецкого автономного округа. Согласно тектонической схеме мезозойско-кайнозойского ортоплатформенного чехла Западно-Сибирской мегасинеклизы (Бочкарёв В.С., Боярских Г.К., 1990 г.) площадь работ приурочена к южному склону Харампурского малого вала.

Дезъюктивная тектоника участка и ее направленность объясняется приуроченностью к осевой части Колтогорско-Уренгойского грабенрифта. Сдвиг в фундаменте привел к образованию в осадочном чехле серий кулисообразных разломов. Развитие кулисообразных разломов, согласно монографии [Yaroszewski, 1974] можно разделить на 4 стадии (Рис.1). Первая стадия представлена пликативным этапом и характеризуется образованием антиклинальных и синклиналиных складок волочения (Рис.1а), амплитуда которых с увеличением сдвигового смещения будет возрастать.