

УДК 622.276:[552.54:552.578.061.4](476)

**Гримус С.И.**Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти, Гомель, Республика Беларусь, [s.grimus@beloil.by](mailto:s.grimus@beloil.by)**ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ ПРОСТРАНСТВЕННОЙ СТРУКТУРЫ ФИЛЬТРАЦИОННОГО ПОТОКА ПРИ ВЫТЕСНЕНИИ НЕФТИ ИЗ ЗАСОЛЕННОГО КАРБОНАТНОГО КОЛЛЕКТОРА (НА ПРИМЕРЕ МЕЖСОЛЕВОЙ ЗАЛЕЖИ ОСТАШКОВИЧСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ БЕЛАРУСИ)**

*Разработка межсолевой залежи Осташковичского месторождения нефти сопровождается непрерывным переформированием пространственной структуры фильтрационного потока в связи с растворением катагенетического галита в зоне водо-нефтяного контакта и в продуктивном разрезе залежи. Путем моделирования истории разработки межсолевой залежи показано, что перераспределение структуры фильтрационного потока в зоне водо-нефтяного контакта приводит к ускорению темпа роста пластового давления и обводненности продукции скважин.*

***Ключевые слова:** пространственная структура фильтрационного потока, засоленный карбонатный коллектор, растворение катагенетического галита, моделирование истории разработки межсолевой залежи нефти.*

При разработке целого ряда нефтяных месторождений Беларуси с использованием пресных вод для вытеснения нефти из пласта и поддержания пластового давления имеют место широкомасштабное растворение катагенетического галита и вынос продуктов его растворения на поверхность с попутными водами добывающих скважин. Катагенетическая галитовая минерализация широко распространена в межсолевых и подсолевых продуктивных отложениях Припятского прогиба. Следствием кольматации пустотного пространства катагенетическими минералами (галит, ангидрит) явилось снижение первичной пористости и проницаемости пород-коллекторов [Махнач, 1989]. Например, «отношение объема вторичного галита к объему пространства продуктивных пород в отдельных скважинах нефтяных месторождений Беларуси может достигать 90% и более» [Муляк и др., 2007]. Интенсивное растворение катагенетического галита в процессе разработки нефтяных месторождений подтверждается результатами гидрохимического мониторинга. Балансовые расчеты, выполненные В.В. Муляком, В.Д. Порошиным др., показали, что за время разработки межсолевой залежи Осташковичского месторождения нефти с фильтрационным потоком было вынесено 1,23 млн. м<sup>3</sup> галита, за период разработки семилукской залежи Речицкого месторождения вынесено 450 тыс. м<sup>3</sup> галита, подсолевых залежей Вишанского месторождения – 552 тыс. м<sup>3</sup> галита. Растворение и вынос катагенетического галита из трещин, пор и каверн, широко развитых в продуктивных частях залежей и на водонефтяном

контакте, сопровождается значительным ростом пористости и проницаемости пород-коллекторов. В результате этого сформировалась новая система фильтрационных каналов, оказавшая существенное влияние на направление и перераспределение фильтрационных потоков.

Рассмотрим особенности формирования фильтрационного потока при разработке засоленного коллектора межсолевой залежи Осташковичского месторождения нефти.

Межсолевая залежь стратиграфически приурочена к задонскому, елецкому и петриковскому горизонтам фаменского яруса верхнего девона. По поверхности межсолевых отложений Осташковичское месторождение нефти представляет собой брахиантиклинальную складку северо-западного простирания, осложненную многочисленными сводами. Продольным бескорневым сбросом она разделена на южную и северную части. Залежь сводовая, массивная, стратиграфически экранированная на юго-западе. На северо-западе, северо-востоке и юго-востоке залежь ограничивается водонефтяным контуром, контролируемым морфологией поверхности резервуара. В пределах контура нефтеносности размеры залежи составляют 9,5×3,3 км, высота 192 м.

Межсолевая залежь Осташковичского месторождения является сложно построенным рифовым массивом. Это образования ядерных фаций, выполненных вторичными доломитами с реликтовой структурой корковых и столбчатых строматолитов, линзами онколитов, гнездами нацело или частично доломитизированных водорослевых известняков с реликтовой зоогенно-фитогенной структурой, с высокочемкими хорошо проницаемыми коллекторами смешанного каверново-порово-трещинного типа. На каротажных диаграммах межсолевые отложения идентифицируются как многометровая однородная карбонатная толща с мозаичным распределением емкостных характеристик и линзовидным характером слабопроницаемых (непроницаемых) перемычек как по площади залежи, так и по вертикали. Емкость матрицы в целом оценивается в 4,8%, вместе с кавернами и трещинами по официальной информации общая емкость составляет 8,8%, а некоторыми исследователями она оценивается в 11,6%. В среднем доля каверн и трещин в емкостном пространстве коллектора оценена в 53%. Проницаемость межсолевых карбонатных отложений по данным гидродинамических исследований в 20 скважинах варьирует от 0,003 до 1,480 мкм<sup>2</sup>, составляя в среднем 0,097 мкм<sup>2</sup> [Салажев, 2013].

Из анализа истории разработки залежи, ее геологического строения, истории тектонического развития и постседиментационного преобразования карбонатных пород следует, что слоистость межсолевых карбонатных отложений потеряла свое значение как

фактора, определяющего фильтрационные свойства пород в вертикальном разрезе. На первое место по значимости выдвигается трещиноватость пород. Под влиянием трещиноватости различного генезиса, в основном, сформировались фильтрационные свойства межсолевых отложений. Межсолевая залежь Осташковичского месторождения по фильтрационным свойствам пород состоит из блоков и зон с высокой, низкой и очень низкой проницаемостью. Такое строение залежи по фильтрационным свойствам карбонатных пород обеспечивает хорошую гидродинамическую связь в пределах всей залежи, а также между большинством добывающих и нагнетательных скважин [Жогло, Гримус, Демяненко, 2011]. Изложенные выше особенности строения межсолевых отложений Осташковичского месторождения в совокупности с режимом работы добывающих и нагнетательных скважин обуславливают основные закономерности и специфику структуры фильтрационных потоков флюидов в процессе разработки залежи. Закачка основных объемов воды для поддержания пластового давления и вытеснения нефти из пласта производится в водоносную область ниже ВНК, что, вместе со строением и фильтрационными свойствами карбонатных пород-коллекторов, формирует преимущественно восходящее движение воды.

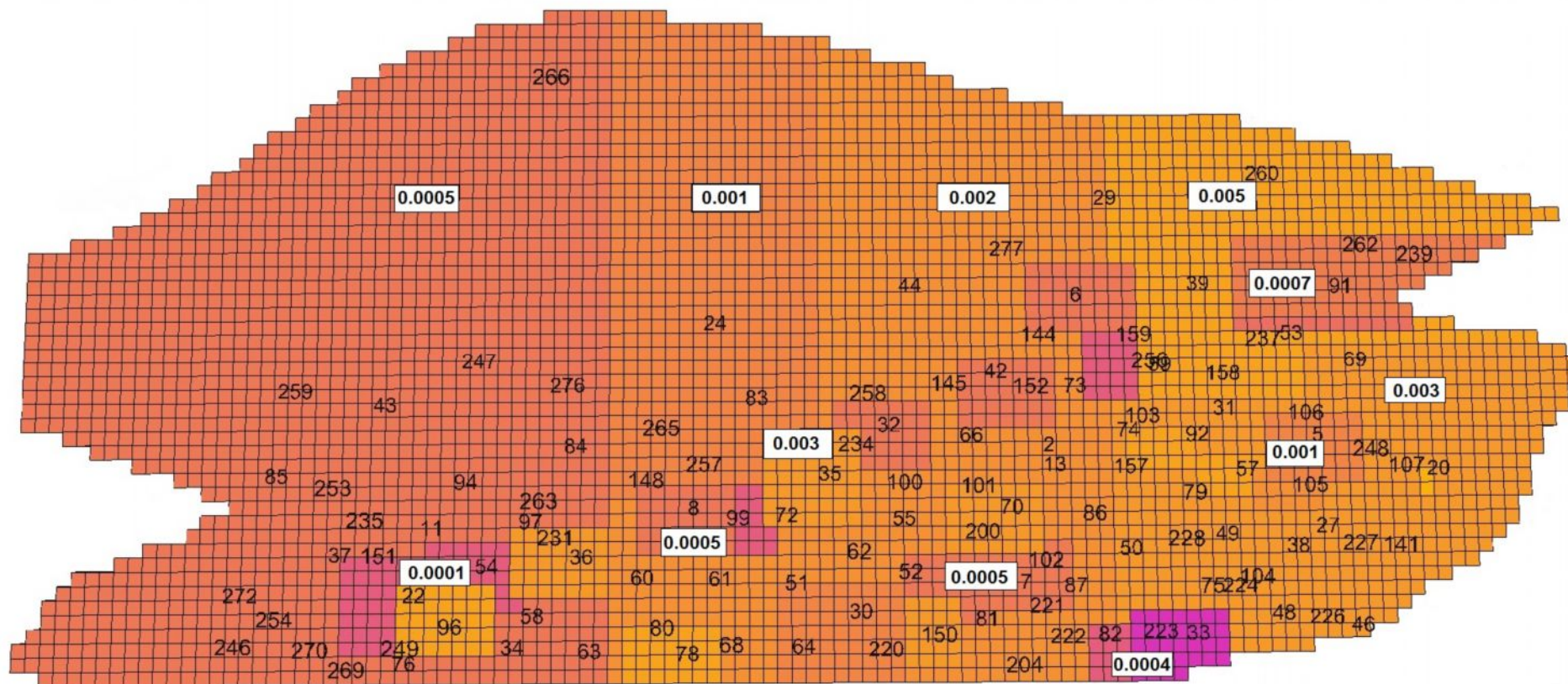
Геолого-гидродинамическая модель межсолевой залежи построена на базе программного комплекса «Eclipse 100» компании Schlumberger. Гидродинамическая модель (в дальнейшем - модель) представляет собой объект в виде трехмерной сети ячеек, каждая из которых характеризуется определенным набором статических параметров, описывающих строение карбонатного коллектора, включает в себя динамические характеристики пластовых процессов и промысловые данные по скважинам. В плане моделируемая область аппроксимирована квадратной блочно-центрированной сеткой с шагом 100 м (всего 118 расчетных блоков по оси X и 50 – по оси Y). В вертикальном разрезе залежи выделено 53 модельных слоя. Такой уровень схематизации геологического строения межсолевой залежи определялся исходя из масштаба рассмотрения фильтрационной неоднородности пласта и задач исследования. Совпадение фактических и модельных показателей разработки по добывающим и нагнетательным скважинам за весь период эксплуатации моделируемого объекта, а также физическое соответствие (адекватность) процессов, протекающих в пласте, и их аналогов на геолого-гидродинамической модели, является показателями подтверждающими достоверность принятых на модели природных условий.

Опыт разработки показывает, что в межсолевой залежи имела место практически полная запечатанность нефтяной части от водонасыщенной и законтурной. Межсолевая залежь введена в разработку в 1967 г. скважиной 2. Начальное пластовое давление в залежи

составляло 340 атм. Вначале добыча нефти из залежи сопровождалась резким падением пластового давления, что свидетельствовало об отсутствии влияния законтурных и подошвенных вод на процесс продвижения нефти к забоям скважин. Для поддержания пластового давления в 1969 г. была организована закачка пресных вод и вод ненасыщенных по галиту под ВНК. К середине 1973 г. текущая компенсации отбора закачкой достигла 140 %, а сначала разработки – 102%. Пластовое давление в подконтурной части залежи составляло 330-360 атм. Пластовое давление в зоне отбора, несмотря на закачку воды, снизилось к середине 1971 г. до 193 атм. и сохранялось на этом уровне в течение двух лет. К этому моменту межсолевая залежь разрабатывалась 44 добывающими скважинами и 15 нагнетательными скважинами.

О локализации катагенетического галита в залежи можно судить на основании исследований Р.С. Сахибгареева и Г.Н. Гурьяновой. Ими установлено, что в приконтурной зоне залежи, независимо от состава структуры самого каркаса пород-коллекторов, поры и каверны в различной степени выполнены галитом. Разрез водо-нефтяной зоны наиболее представлен керном в скв. 8, 20, 85. Распределение вторичного галита в зоне ВНК характеризуется некоторыми особенностями. В *водонасыщенных* породах, непосредственно примыкающих к ВНК, характерно широкое развитие вторичного галита, который тесно ассоциирует с сильно окисленной нефтью, образуя практически непроницаемый слой. В однотипных *нефтенасыщенных* породах (скв. 20, 8, 85) галит практически отсутствует. В водонасыщенной зоне с удалением от ВНК (в частности скважина №20) наблюдается резкое уменьшение количества вторичного галита в порах, а в кавернах он практически отсутствует [Сахибгареев, Гурьянова, 1976].

По результатам адаптации модели к истории разработки залежи установлено исходное пространственное распределение зон фильтрационной неоднородности в продуктивном разрезе залежи и на ВНК. На рис. 1 представлен фрагмент гидродинамической модели (48 модельный слой) с распределением исходной фильтрационной неоднородности карбонатного коллектора в зоне ВНК, полученной по результатам адаптации модели к истории разработки. Для зоны ВНК межсолевой залежи характерно кусочно-неоднородное распределение проницаемости, при котором преобладающая область потока состоит из зон различной формы и размеров. Среди этих зон выделены локально гидродинамические экраны, характеризующиеся низкой вертикальной проницаемостью от 0,0001 до 0,0005 мД, локальные гидродинамические окна с вертикальной проницаемостью 0,001-0,005 мД, образование которых связано с размывом галитового экрана нагнетаемой водой.



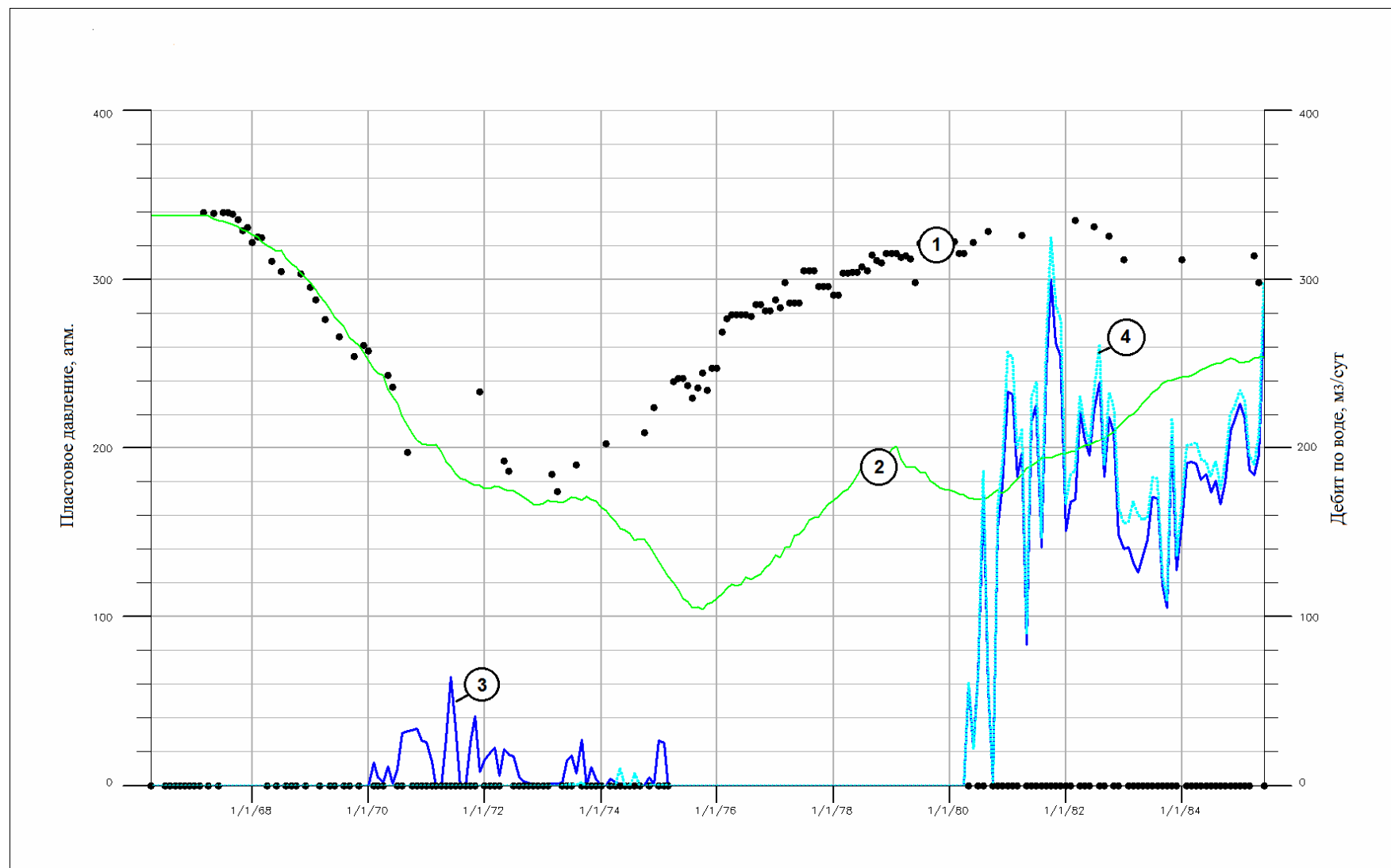
0,0001-0,005 – значения коэффициента вертикальной проницаемости зон фильтрационной неоднородности, мД

**Рис. 1. Модель исходной фильтрационной неоднородности карбонатного коллектора на водонефтяном контакте (48 модельный слой)**

Размеры блоков локального экрана в плане соизмеримы с расстояниями между добывающими скважинами. На рис. 2 представлены результаты моделирования показателей разработки по скв. 2 при исходной фильтрационной неоднородности пласта на ВНК. До момента нагнетания воды динамика модельного пластового давления в левой части графика соответствует фактическим значениям. С момента нагнетания воды в залежь разница между фактом и модельными давлениями значительно увеличивается, тенденция восстановления модельного пластового давления не соответствует фактической.

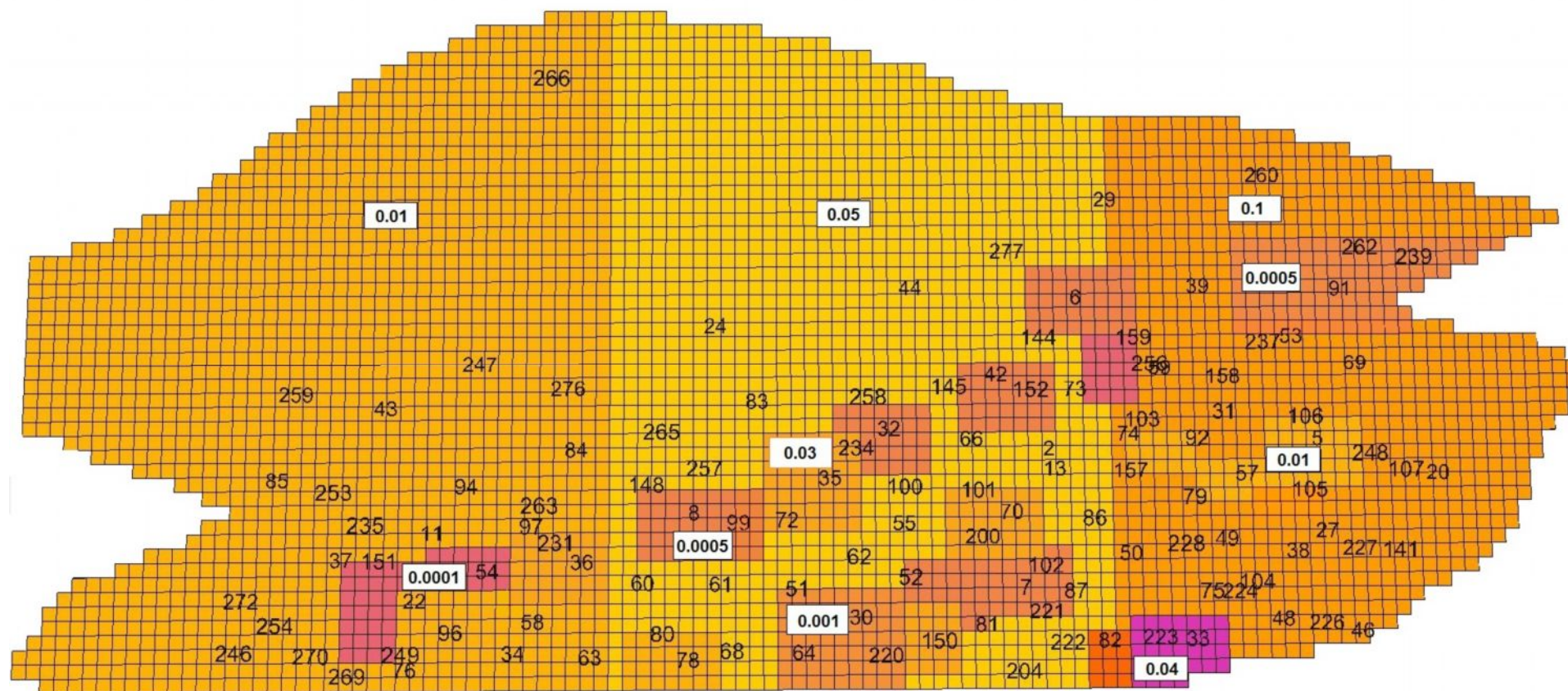
Получить достаточно хорошую сходимость показателей разработки в правой части графика удалось после корректировки размеров зон фильтрационной неоднородности и увеличения их коэффициента вертикальной проницаемости в период с 1973 по 1977 г., когда в залежь нагнетались максимальные объемы воды за весь период разработки. Увеличение проницаемости экрана является следствием растворения вторичного галита в результате нагнетания воды. Изменение проницаемости зон фильтрационной неоднородности производилось поэтапно в соответствии с продвижением фронта закачиваемой воды через галитовый экран в направлении к добывающим скважинам. Для этого на модели было выполнено две итерации с шагом по времени 6 месяцев и три итерации с шагом 12 месяцев.

В ходе расчетов было установлено, что экран на ВНК неоднородный по мощности и его размытие водой сильно влияет на распределение давлений в отдельных слоях залежи и в целом на вид кривой поведения пластового давления по залежи. В результате процесса растворения галита исходная проницаемость кусочно-неоднородных зон увеличилась в десять раз (рис. 3). Это позволило добиться хорошей сходимости показателей разработки по скважине 2 за весь период ее эксплуатации. На рис. 4 представлены результаты моделирования показателей разработки по скважине 2 после многократного увеличения проницаемости фильтрационных зон неоднородности. Достаточно хорошая сходимость результатов моделирования и фактических показателей получена и по остальным добывающим скважинам. Положение о неоднородности фильтрационного экрана на ВНК, высказанное Р.С. Сахибгареевым и др., подтверждается и результатами моделирования истории разработки залежи. Вынос галита из зон трещиноватости привел к перераспределению пластовых давлений, к существенному изменению структуры фильтрационного потока и условий вытеснения нефти из матрицы.



**Рис. 2. Хронологические графики фактических и модельных показателей разработки скв. 2**

*Цифры на графике: 1 – фактическое пластовое давление, 2 – модельное пластовое давление; 3 – фактический дебит скважины по воде, 4 – модельный дебит скважины по воде.*



0,0001-0,1 – значения коэффициента вертикальной проницаемости зон фильтрационной неоднородности, мД

**Рис. 3. Модель фильтрационной неоднородности карбонатного коллектора на водонефтяном контакте после размыва галита (48 модельный слой)**



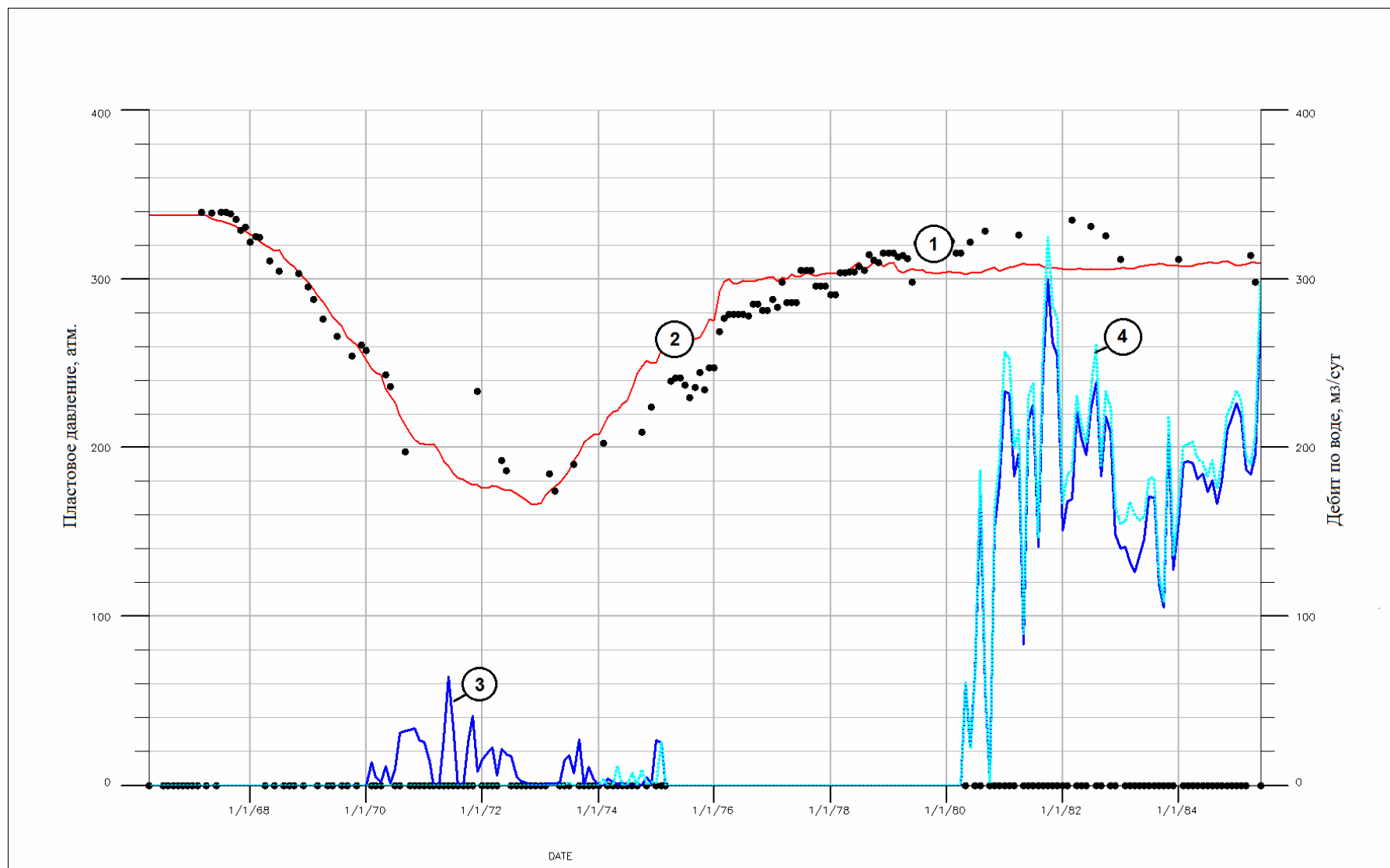


Рис. 4. Хронологические графики фактических и модельных показателей скв. 2 после размыва галита

Изменение пространственной структуры фильтрационного потока выражается в ускорении темпа роста пластового давления и изменении времени прихода воды к скважине.

Масштабность процесса растворения галитового экрана на ВНК и его следствие – увеличение проницаемости, а также нагнетание основных объемов воды под ВНК определяют в основном вертикальное вытеснение нефти из карбонатного коллектора межсолевой залежи. Это приводит к изменению исходной фильтрационной неоднородности в зоне ВНК во времени и пространстве. При адаптации гидродинамической модели засоленного карбонатного коллектора межсолевой залежи Осташковичского месторождения нефти к истории ее разработки учет процесса растворения катагенетического галита позволил добиться достаточно удовлетворительной сходимости модельных и промысловых данных практически по всем скважинам. Это является основанием для получения надежных прогнозных оценок по локализации остаточных запасов нефти.

### Литература

*Жогло В.Г., Гримус С.И. Демяненко Н.А.* Исследование пространственной структуры фильтрационных потоков разрабатываемых залежей нефти на примере Осташковичского месторождения // Бурение & нефть, 2011. – № 12. – С. 22-24.

*Махнач А.А.* Катагенез и подземные воды. – Минск: Наука и техника, 1989. – 335 с.

*Муляк В.В., Порошин В.Д. Гаттенбергер Ю.П., Абукова Л.А., Леухина О.И.* Гидрохимические методы анализа и контроля разработки нефтяных и газовых месторождений. - М.: ГЕОС, 2007. – 245 с.

*Салажнев В.М.* Обобщение опыта и результатов геолого-промыслового анализа разработки залежей нефти в карбонатных отложениях месторождений Беларуси и России. – Минск: ЗорныВерасок, 2013. – 480 с.

*Сахибгареев Р.С., Гурьянова Г.Н.* Новообразования галита на контакте нефть-вода задонской залежи Осташковичского месторождения // Доклады Академии наук БССР, 1976. – Том XX. - №2. - С. 158-160.

**Grimus S.I.**

Belarusian Oil Research and Design Institute BelNIPIneft, Gomel, Republic of Belarus, s.grimus@beloil.by

**OSTASHKOVICHI OILFIELD - SEEPAGE BEHAVIOR UNDER OIL  
DISPLACEMENT IN HALITE-CEMENTED CARBONATE RESERVOIRS  
(REPUBLIC OF BELARUS)**

*Development activity of intersalt section Ostashkovichi oilfield is accompanied by on-going structural re-arrangement of the seepage as a result of halite dissolving in both water-oil contact zone and productive reservoir section. The computer simulation of the development history of intersalt section has shown that the seepage structure re-arrangement in water-oil contact zone leads to increasing rates of reservoir pressure and inroad of water into production wells.*

**Key words:** *seepage, halite-cemented carbonate reservoirs, dissolution of catagenetic halite, oilfield simulation development.*

**References**

Mahnach A.A. *Katagenez i podzemnye vody* [Catagenesis and groundwater]. Minsk: Science and Technology, 1989, 335 p.

Mulyak V.V., Poroshin V.D., Gattenberger U.P., Abukova L.A., Lyeuhina O.I. *Gidrokhimicheskie metody analiza i kontrolya razrabotki neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy* [Hydrochemical methods of analysis and control of oil and gas fields]. Moscow: GEOS, 2007, 245 p.

Sakhibgareev R.S, Guryanova G.N. *Novoobrazovaniya galita na kontakte нефт'-voda zadonskoy zalezhi Ostashkovichskogo mestorozhdeniya* [Neoplasms of halite on the oil-water contact of Zadon deposits, Ostashkovichi field]. Reports of the Academy of Sciences of Belarus, 1976, vol. XX, no. 2, p. 158-160.

Salazhev V.M. *Obobshchenie opyta i rezul'tatov geologo-promyslovogo analiza razrabotki zalezhey nefti v karbonatnykh otlozheniyakh mestorozhdeniy Belarusi i Rossii* [Generalization of the experience and the results of geological and production analysis development of oil deposits in carbonate sediments of Belarus and Russia]. Minsk: VerasokZorny, 2013, 480 p.

Zhoglo V.G., Grimus S.I. Demyanyenko N.A. *Issledovanie prostranstvennoy struktury fil'tratsionnykh potokov razrabatyvaemykh zalezhey nefti na primere Ostashkovichskogo mestorozhdeniya* [The study of the flow of carbonate reservoirs: case study Ostashkovichi oil field]. Bureniye i nef't, 2011, no. 12, p. 22-24.

© Гримус С.И., 2014