

Константин Михайлович ФЕДОРОВ —
зав. кафедрой моделирования
физических процессов и систем
Тюменского государственного университета,
доктор физико-математических наук, профессор
kfedorov@utmn.ru

Александр Павлович ШЕВЕЛЕВ —
доцент кафедры моделирования
физических процессов и систем
Тюменского государственного университета,
кандидат физико-математических наук
ashevelev@utmn.ru

Андрей Борисович РУБЛЕВ —
генеральный директор ООО «ТНК-Уват»
abrublev@tnk-bp.com

Александр Юрьевич ПРОХОРОВ —
главный геолог ООО «ТНК-Уват».
aprohorov@tnk-bp.com

УДК 622.276.34

КАПИЛЛЯРНО-ГРАВИТАЦИОННОЕ РАВНОВЕСИЕ В СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ НЕОДНОРОДНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ CAPILLARY-GRAVITATIONAL EQUILIBRIUM IN LAYERED HETEROGENOUS RESERVOIRS

АННОТАЦИЯ. В сложнопостроенных неоднородных коллекторах часто наблюдаются аномалии в переходной зоне водонефтяного контакта. В статье рассмотрены вопросы капиллярно-гравитационного равновесия и явления, к которым они могут приводить в сильно неоднородных пластах.

SUMMARY. The heterogeneous reservoirs are often characterized by the anomalies in a transition layer of water-oil contact. The highest oil saturation correlates with a middle permeability of the reservoir. The article discusses the problems of capillary-gravitational equilibrium and phenomena, to which they can lead to in heterogeneous reservoirs.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА. Фильтрация, призабойная зона скважины, математическая модель, аналитическое решение.

KEY WORDS. Flow through porous media, near wellbore zone, mathematical model, analytical solution.

Капиллярно-гравитационное равновесие характеризуется отсутствием потоков жидкости и равенством гравитационных сил, приводящих к разделению воды и нефти, с одной стороны, и капиллярных сил, подтягивающих смачивающую жидкость (в дальнейшем рассматриваются только гидрофильные коллекторы) к кровле пласта. Это условие сводится к простому соотношению [2]:

$$P_o - P_w = P_c = (\rho_w - \rho_o)gz + Const \quad (1)$$

где: P_o, P_w — давление в водной и нефтяной фазах соответственно, P_c — капиллярное давление, g — ускорение свободного падения; z — вертикальная координата; S — плотность воды и нефти соответственно.

С другой стороны, разница давлений в жидкостях определяется капиллярным давлением и описывается выражением [3]:

$$P_c = J(S) \frac{\sigma \cos \theta}{\sqrt{k/m}} \quad (2)$$

где: σ — коэффициент межфазного натяжения; θ — краевой угол смачивания; k — проницаемость; m — пористость; $J(S)$ — функция Леверетта; S — водонасыщенность.

Выписанные алгебраические уравнения позволяют определить распределение водонасыщенности в переходной зоне пласта.

В однородном пласте распределение водонасыщенности по вертикали повторяет вид функции Леверетта. В неоднородном пласте капиллярное давление зависит от среднего радиуса капилляров или отношения k/m , поэтому распределение насыщенности, соответствующее капиллярно-гравитационному равновесию, может меняться достаточно сложным образом, приводя к парадоксальным распределениям водонасыщенности в пласте.

Рассмотрим сильно неоднородный пласт проницаемости отдельных пропластков которого значительно различаются и изменяются в узких зонах. Подставим (2) в (1) и продифференцируем полученное уравнение по вертикальной координате (для определенности направим ось oz от кровли к подошве пласта). В результате этих преобразований получим выражение:

$$\frac{\partial S}{\partial z} = \frac{\Delta \rho g}{\sigma \partial J / \partial S} \left(\frac{k}{m} + \frac{z}{2} \frac{d(k/m)}{dz} \frac{1}{\sqrt{k/m}} \right) \quad (3)$$

где: $\Delta \rho = \rho_w - \rho_o$ — разность плотностей воды и нефти.

Анализ этого выражения показывает, что при $\partial S / \partial z < 0$ водонасыщенность падает с ростом глубины, а при $\partial S / \partial z > 0$ наоборот растет к подошве пласта.

Условие инверсного $\partial S / \partial z < 0$ (не традиционного направления изменения водонасыщенности) распределения насыщенностей сводится к следующему (относительно эффективного радиуса пористой среды k/m):

$$\sqrt{k/m} + \frac{1}{2} \cdot \frac{z}{\sqrt{k/m}} \cdot \frac{d(k/m)}{dz} < 0 \quad \text{или} \quad -\frac{d(k/m)}{dz} > \frac{2k}{zm} \quad (4)$$

Таким образом, из выражения (5) вытекает, что зоны повышенной нефтенасыщенности могут наблюдаться при падении проницаемости с высотой.

Рассмотрим для примера пласт с тремя выраженными пропластками различной проницаемости 10, 500, 700 мД, пласт монолитный, т.е. все пропластки связаны друг с другом. Зависимость проницаемости от глубины пласта в узких зонах между пропластками аппроксимировалась линейной функцией (рис. 1а).

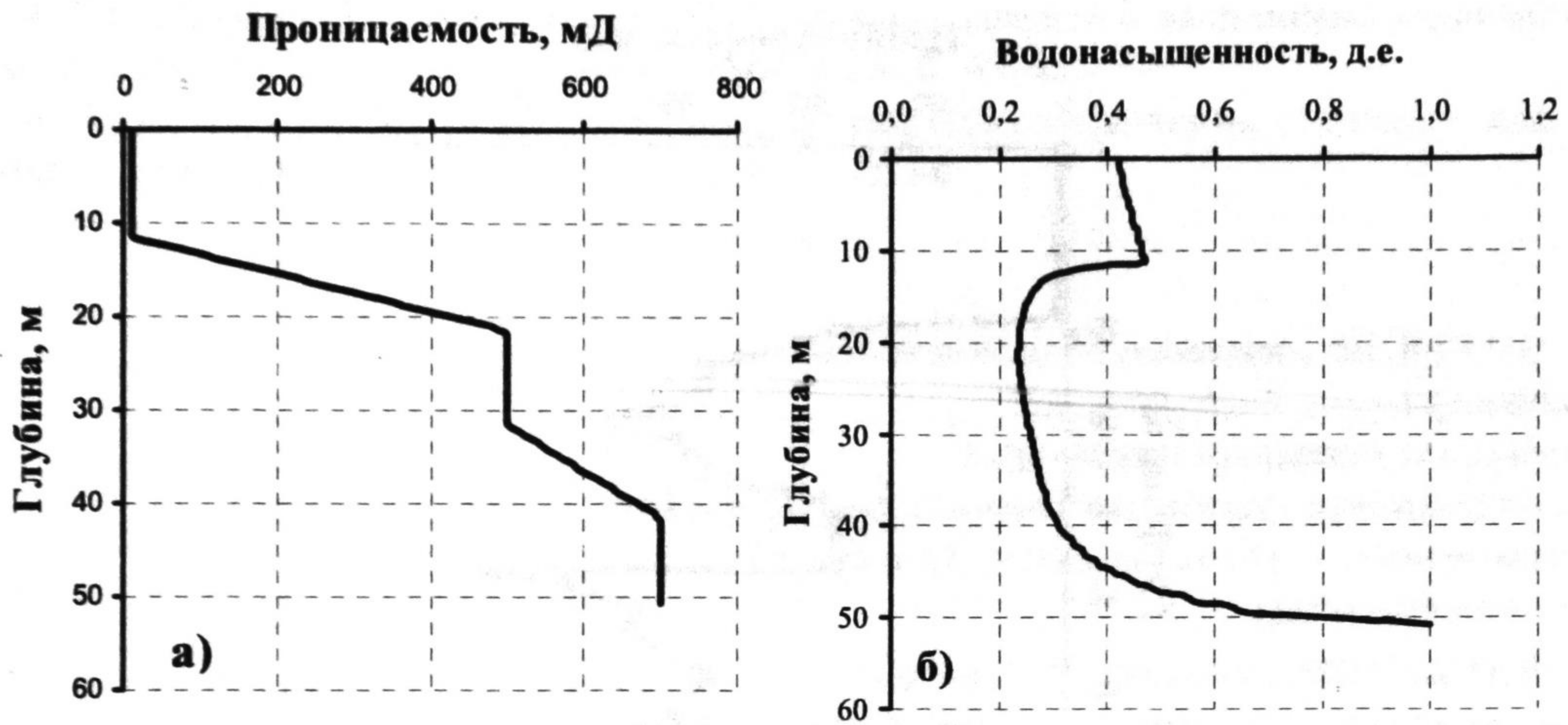


Рис. 1. Вертикальное распределение проницаемости и водонасыщенности

Для определения областей с инверсным распределением насыщенностей построим на одной координатной плоскости два графика: $F1(z) = -\partial(k/m) / \partial z$ и $F2(z) = 2k / zm$, рис. 2.

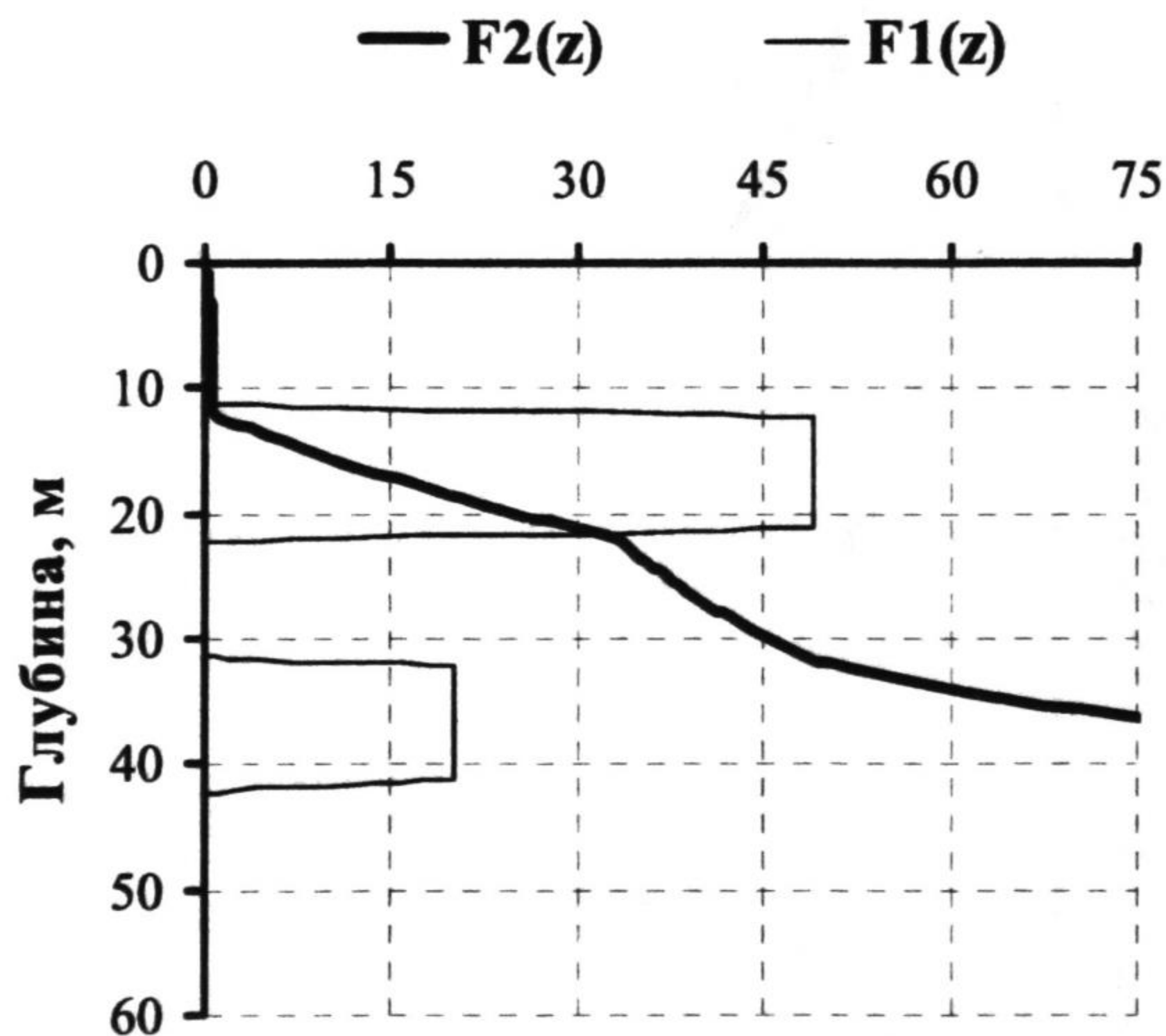


Рис. 2. К определению области инверсного распределения насыщенности

Там, где производная лежит правее графика $2k / zm$, будет наблюдаться инверсное распределение насыщенностей (рис. 1б).

При создании геолого-гидродинамической модели Урненского месторождения было выявлено необычное распределение водонасыщенности в пласте, а именно: центральная часть характеризуется повышенным значением нефтенасыщенности, в то время как в подошве и кровле значение пониженное. Если переходная зона ВНК является естественной в подошвенной части, то в кровле требует объяснения.

Анализ исходного распределения проницаемости и насыщенности по месторождению можно провести по геолого-статистическому разрезу залежи (рис. 3).

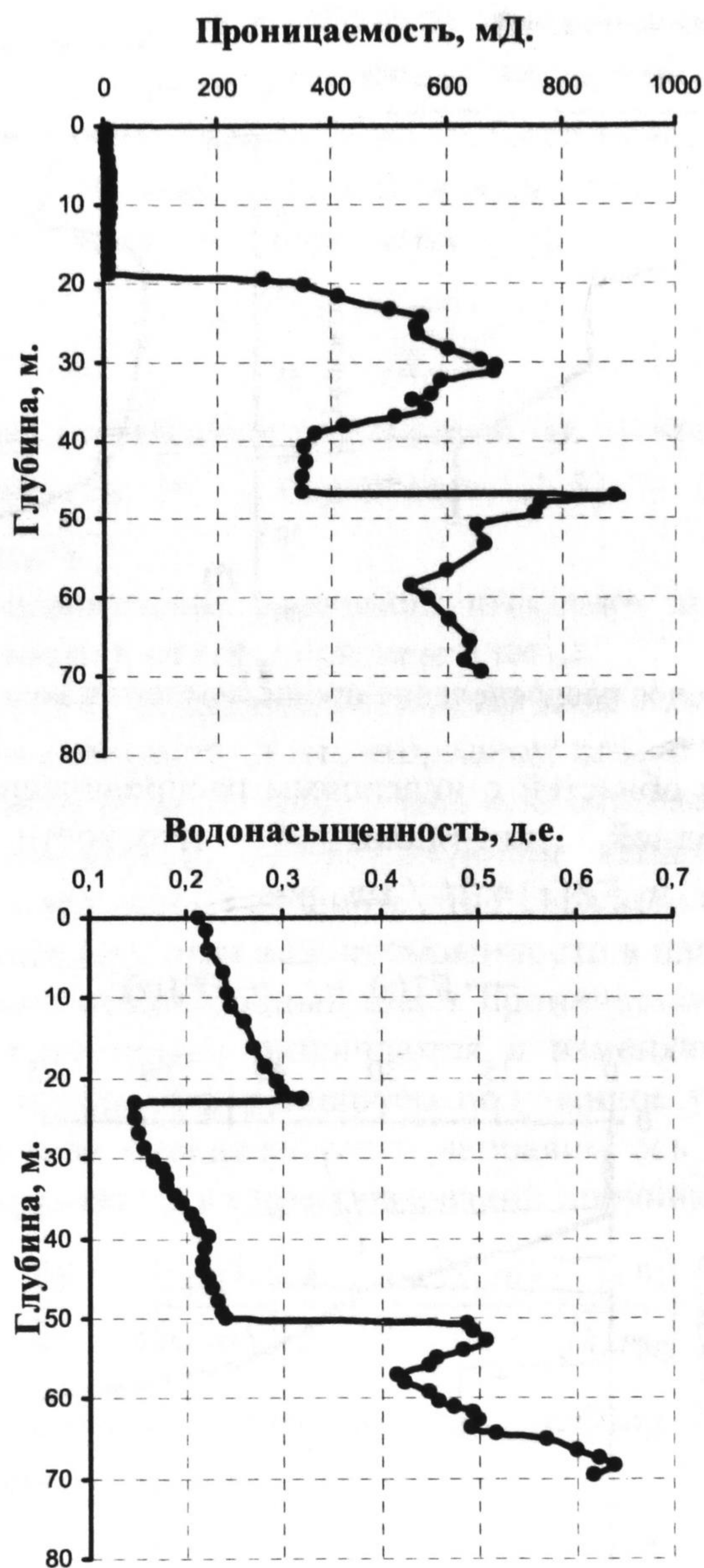


Рис. 3. Геолого-статистический разрез залежи Урненского месторождения

Сопоставление расчетных данных и данных геолого-статистического разреза залежи по распределению водонасыщенности с глубиной показывает, что зона с нетрадиционным направлением изменения водонасыщенности объясняется капиллярными эффектами.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Уиллхйт Г.П. Заводнение пластов. М., Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2009. 792 с.
2. Уолкотт Д. Разработка и управление месторождениями при заводнении. М.: Недра, 2001. 286 с.
3. Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидромеханика. М.: Недра, 1993. 415 с.

4. Голященко А.В. Поиск и разведка нефтяных залежей с наклонным водонефтяным контактом // Нефтяное хозяйство. 2006. № 8. С. 42-46.

5. Арье А.Г., Славкин В.С. О механизме нефтегазонасыщения песчаных линз в глинах // Геология нефти и газа. 1998. № 2. С. 32-38.

Константин Михайлович ФЕДОРОВ —
зав. кафедрой моделирования
физических процессов и систем,
доктор физико-математических наук, профессор
Тюменский государственный университет
kfedorov@utmn.ru

Наиль Габсалямович МУСАКАЕВ —
зав. лабораторией гидродинамики многофазных сред
Тюменского филиала Института теоретической
и прикладной механики
им. С.А. Христиановича СО РАН,
кандидат физико-математических наук, доцент
timms@tmn.ru

Вячеслав Леонидович ТЕРЕНТЬЕВ —
директор ООО «НТЦ Ойлтим»

Константин Сергеевич ГРИГОРЬЕВ —
начальник отдела моделирования
ООО «НТЦ Ойлтим»
grigorevks@siamoil.ru

УДК 532.546:542.9

МЕХАНИЗМ ФОРМИРОВАНИЯ НИЗКОПРОНИЦАЕМОЙ ЗОНЫ ВБЛИЗИ ЗАБОЯ СКВАЖИНЫ ЗА СЧЕТ ВЫПАДЕНИЯ ОСАДКА

MECHANISM OF NEAR WELLBORE DAMAGE DUE TO PRECIPITATION FORMATION

АННОТАЦИЯ. Построена математическая модель процессов, происходящих в пористой среде при смешении вод с различным химическим составом. На основе результатов аналитического решения данной модели показано, что наиболее вероятной причиной образования низкопроницаемой зоны вблизи забоя скважины в результате закачки воды с отличными от пластовой воды химическими свойствами является выпадение твердого осадка в этой зоне.

SUMMARY. A mathematical model of the process of injection and reservoir water mixture in a near well zone was developed. On the basis of analytical solution it was established that the probable reason of near wellbore damage could be the formation of precipitation due to chemical reaction of active components.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА. Фильтрация, призабойная зона скважины, химическая реакция, математическая модель, аналитическое решение, скин-фактор.

KEY WORDS. Flow through porous media, near wellbore zone, chemical reaction, mathematical model, analytical solution, skin factor.