

УДК 622.276.1/4:519.8

ОЦЕНКА ТОЧНОСТИ РЕЗУЛЬТАТОВ ГИДРОПРОСЛУШИВАНИЯ ДЛЯ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

А. А. Колеватов, Ю. М. Штейнберг, Ю. Б. Чен-лен-сон, А. Г. Дяченко, Д. В. Солопов
Федеральный научный центр Научно-исследовательский институт системных исследований Российской академии наук, akolevatov@niisi.ras.ru

В статье рассматриваются вопросы применимости результатов гидродинамических исследований пласта методом гидропрослушивания для уточнения гидродинамических моделей карбонатных трещиноватых нефтенасыщенных коллекторов. Приводится описание технологии исследований методом гидропрослушивания в карбонатных трещиноватых нефтенасыщенных коллекторах. Приводится описание полученных результатов исследований.

Ключевые слова: карбонатные нефтенасыщенные коллектора, гидродинамические исследования (ГДИ), гидропрослушивание, математическое моделирование процессов разработки месторождений.

ACCURACY EVALUATION OF WELL INTERFERENCE TESTING RESULTS FOR FIELDS DEVELOPMENT SIMULATION

A. A. Kolevatov, Yu. M. Steinberg, Yu. B. Chen-len-son, A. G. Dyachenko, D. V. Solopov
System Research Institute, Russian Academy of Sciences, akolevatov@niisi.ras.ru

The article describes the applicability of the results of pressure transient analyses of the reservoir with the method of well interference testing to clarify the hydrodynamic models of fractured carbonaceous oil-saturated reservoirs. A description of the well interference testing in fractured carbonaceous oil-saturated reservoirs is given. The results of the research are presented.

Keywords: carbonaceous oil saturated reservoirs, pressure transient analysis, well interference testing, mathematic simulation of field development process.

Математическое моделирование процессов разработки месторождений нефти как один из важнейших инструментов оценки потенциала добычи, требует верификации данных, на основе которых строится распределение свойств в модели. Источниками информации для моделирования являются результаты геологического анализа, сейсморазведка, скважинная геофизика, керн, испытания скважин и гидродинамические исследования (ГДИ). Данная статья рассматривает применимость результатов исследований методом гидропрослушивания [8] межскважинного пространства пласта как одного из видов ГДИ. Как любой другой метод исследования, гидропрослушивание имеет свои преимущества и недостатки. Приведенные в статье результаты интерпретации исследований методом гидропрослушивания были смоделированы с целью оценки их точности и применимости для моделирования процессов разработки месторождений нефти в карбонатных трещиноватых коллекторах.

Описание объекта исследования

Анализ применимости результатов гидропрослушивания для математического моделирования пласта [7] в целом проводился на примере месторождения нефти в карбонатных трещиноватых коллекторах как на наиболее сложном случае, имеющем место на практике. Изучаемое месторождение находится в Тимано-Печорском регионе. Скважинами вскрыты нефтенасыщенные коллекторы позднего девона. Залежь представляет собой массивное рифовое

тело, заключенное в толщу облекания. То есть представляет собой замкнутый объект, имеющий нефтенасыщенный поровый объем с подстилающими водонасыщенными коллекторами. ГДИ скважин показали, что карбонатный коллектор месторождения имеет преобладающую трещинную составляющую в проницаемости. Трещины имеют масштаб от микроуровня, сопоставимого с размером пор коллектора, до макроуровня при минимальной пористости. Основной механизм фильтрации в таких коллекторах описывается интерпретационной моделью «двойная проницаемость» (рис. 1). Это означает, что приток нефти в скважину может осуществляться не из всей вскрытой толщины нефтенасыщенного коллектора, а по трещинным каналам [6], которые могут иметь связь с выше- и нижележащими толщами, а также с участками месторождения, находящимися на удалении до нескольких километров.

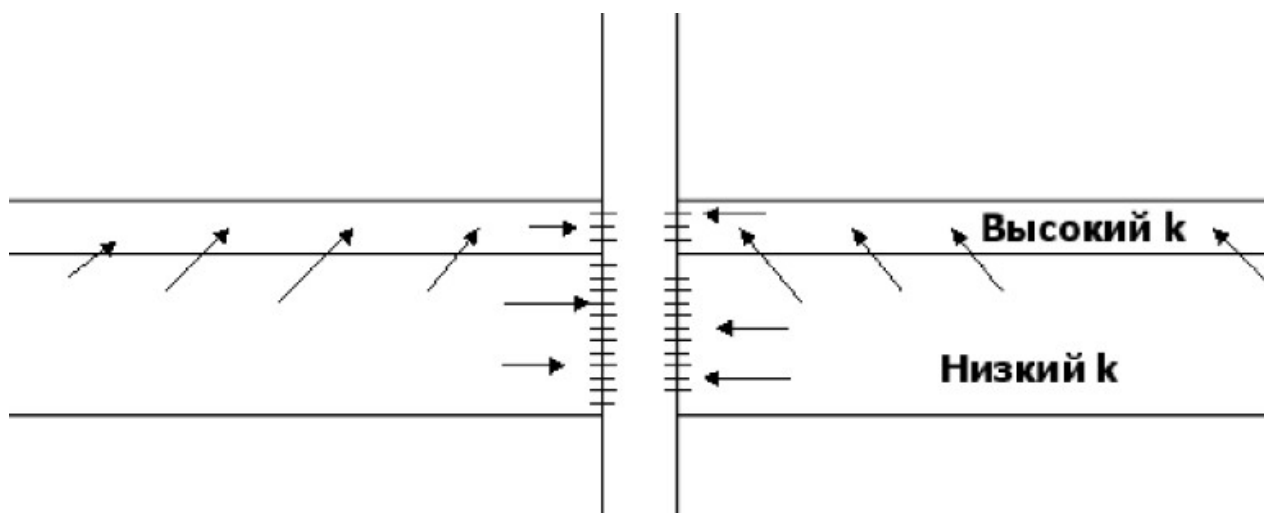


Рис. 1. Пример возможной схемы перетока флюидов в пласте по системе трещин в карбонатных нефтенасыщенных коллекторах позднего девона.

Следующей характерной особенностью карбонатных нефтенасыщенных коллекторов является высокая латеральная неоднородность. То есть на любом произвольно выбранном участке пласта такого месторождения свойства пласта коллектора могут меняться на несколько порядков от массивного плотного известняка с минимальным объемом пористости (2–4 %) и низкими значениями проницаемости (1–10 мД) до доломитизированного трещинного/кавернозного коллектора, подвергшегося выщелачиванию и растрескиванию в процессе формирования с пористостью до 17–20 % и проницаемостью несколько Дарси (рис. 2, 3).

Перечисленные особенности строения карбонатных коллекторов, как правило, являются причиной того, что промыслово-геофизические исследования скважин по определению профиля притока дают разную информацию о работающих толщинах в зависимости от режима, при котором исследуется скважина. Разница может достигать нескольких метров и связана с разной раскрытостью трещин в зависимости от забойного давления.

Наличие системы трещин в карбонатных коллекторах является причиной прорывов воды в скважины из подстилающих горизонтов, так как депрессия в скважинах распространяется не только по латерали, но и в выше- и нижележащие горизонты.

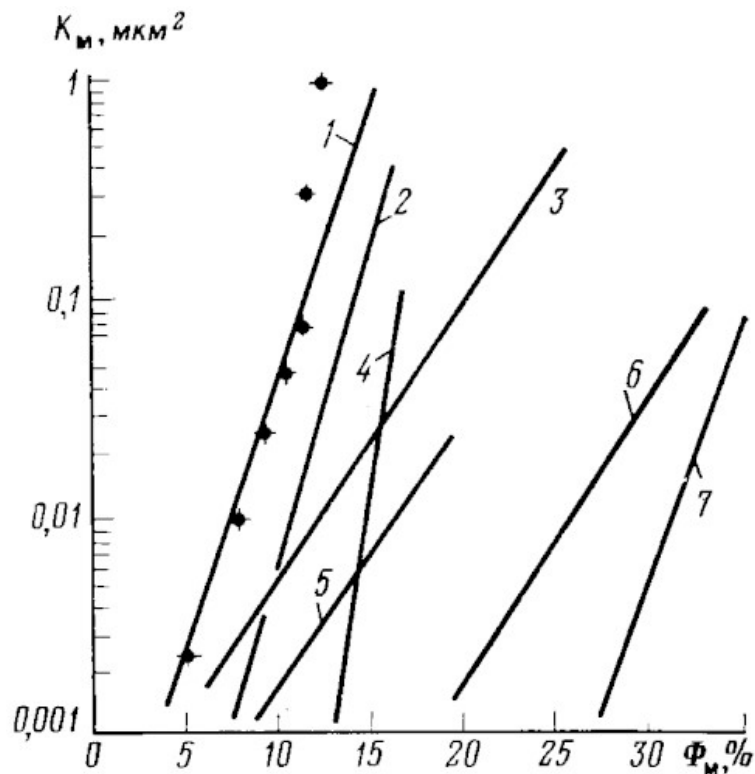


Рис. 2. График зависимости проницаемости матрицы от пористости для различных типов горных пород:

- 1 – рифовые известняки; 2 – оолитовые известняки; 3 – сахаровидные доломиты;
4 – хорошо сцементированные песчаники; 5 – известняки и доломиты с межгранулярной пустотностью;
6 – мелоподобные известняки; 7 – тонкозернистые песчаники [3]

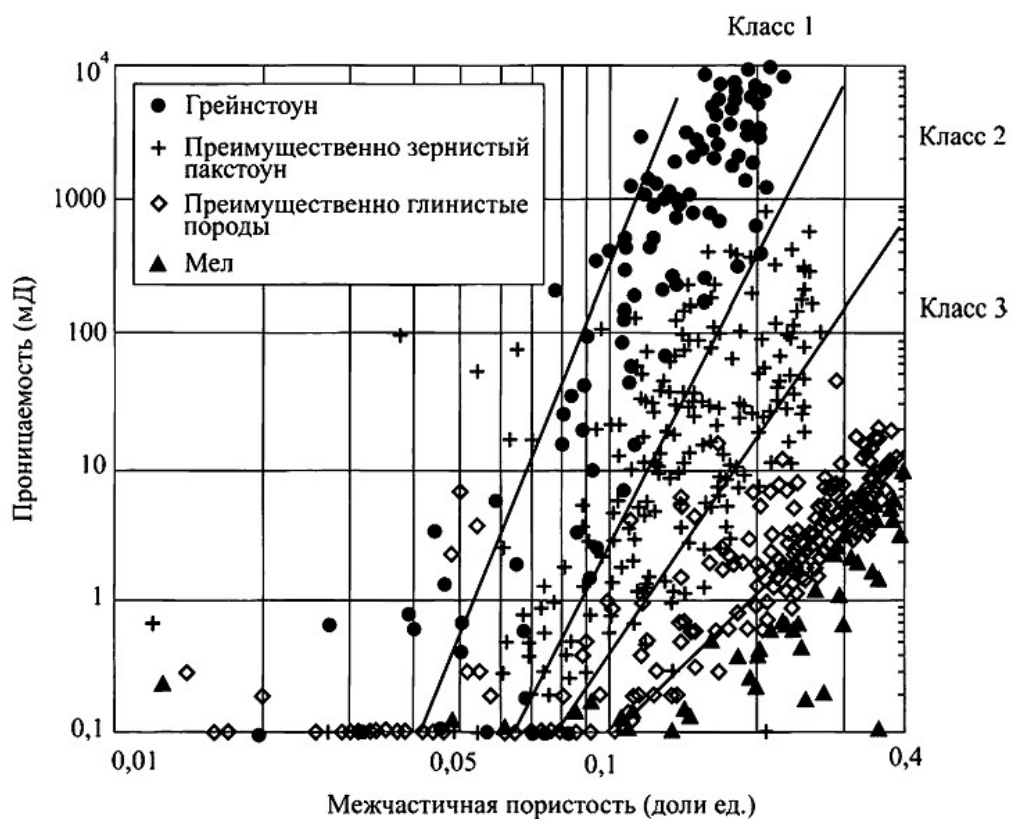


Рис. 3. Зависимости между пористостью и проницаемостью для кавернозных известняков на примере одного из месторождений [4]

Описание технологии гидродинамических исследований нефтенасыщенных коллекторов методом гидропрослушивания

Гидропрослушивание [5] при наличии определенных условий позволяет получить ответы на следующие вопросы:

- оценка степени участия матрицы карбонатного коллектора в процессе фильтрации;
- уточнение тектонического строения продуктивного горизонта (проводимость или непроводимость разломов);
- уточнение объемов подвижных запасов нефти между удаленными скважинами и гидродинамической связи между отдельными структурами продуктивного пласта посредством определения параметра mh , где m – пористость, а h – толщина пласта, по которой происходит фильтрация жидкости.

Ответы на вопросы могут быть получены посредством решения следующих задач:

1. Установление взаимосвязи по пласту между скважинами. Выявление в пласте тектонических или литологических границ.
2. Уточнение типа коллектора. Оценка степени участия матрицы в фильтрации флюида.
3. Определение фильтрационных характеристик продуктивного пласта в окрестности возмущающей и реагирующей скважин.

Проведение исследований

В простаивающие реагирующие скважины за несколько дней до начала исследований спускаются глубинные манометры для регистрации фонового изменения давления.

В это время в окружающих скважинах, в том числе и в возмущающей, поддерживается постоянство режима работы. В возмущающей скважине периодически проводятся измерения дебита (расхода).

За продолжительность регистрации фонового изменения давления обычно принимается промежуток времени, равный половине всего времени исследований. При длительном времени регистрации кривых реагирования, порядка 10–15 суток и более, продолжительность наблюдения за фоновым изменением давления можно сократить до трети времени исследований.

Если возмущающей скважиной является скважина, работающая на постоянном режиме отбора, то ее останавливают или переводят на работу с большим или меньшим постоянным дебитом. Если для создания импульса выбрана простаивающая скважина, то ее пускают в работу с максимально возможным постоянным дебитом. В процессе исследований периодически проводятся измерения дебита возмущающей скважины.

Чтобы определить способ и необходимое время возмущения, оценить, достаточна ли величина дебита возмущающей скважины, следует провести оценочные расчеты по определению возможных величин изменения давления в реагирующей скважине (величин реакции). Расчеты проводятся по основной формуле упругого режима [2]:

$$\Delta p = \frac{q}{4\pi\varepsilon} \left[- \operatorname{Ei} \left(- \frac{R^2}{4\alpha t} \right) \right] \quad (1)$$

где: Δp – изменение давления в реагирующей скважине (величина реакции); q – дебит (расход) возмущающей скважины; $\varepsilon = kh/\mu$ – гидропроводность пласта; k – проницаемость пласта; h – эффективная нефтенасыщенная толщина; μ – вязкость флюида в пластовых условиях; R – расстояние между реагирующей и возмущающей скважинами; α – пьезопроводность пласта; t – время с момента изменения режима работы возмущающей скважины; $\left[- \operatorname{Ei} \left(- \frac{R^2}{4\alpha t} \right) \right]$ – интегральная экспоненциальная функция.

Если возмущение пласта производится не путем остановки или пуска скважины, а лишь изменением дебита (расхода) на величину Δq , то для расчета реакции [1] в формулу (1) вместо дебита (расхода) возмущающей скважины подставляется величина Δq .

Оценочные расчеты позволяют получить графики расчетных изменений забойного давления в реагирующей скважине, по которым возможно оценить свойства пласта при наличии гидродинамической связи.

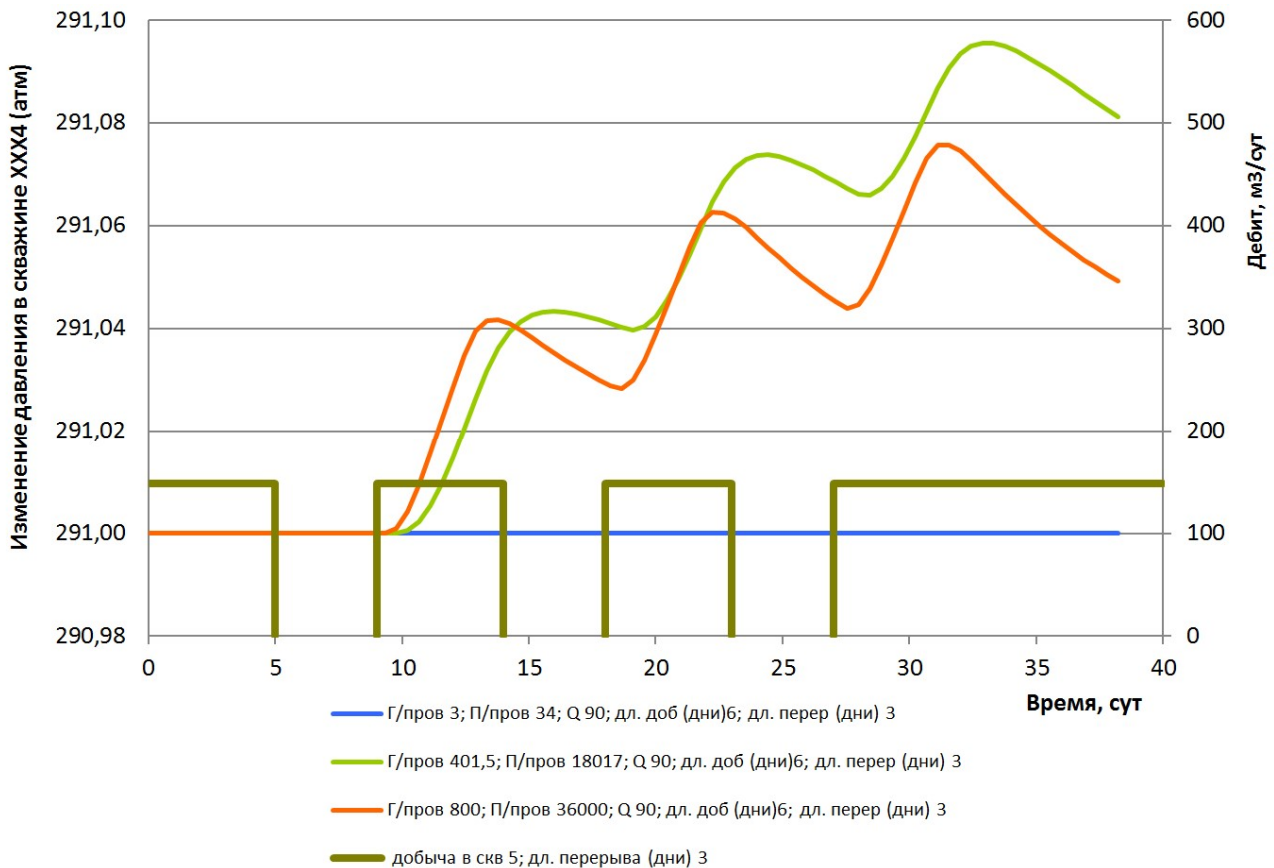


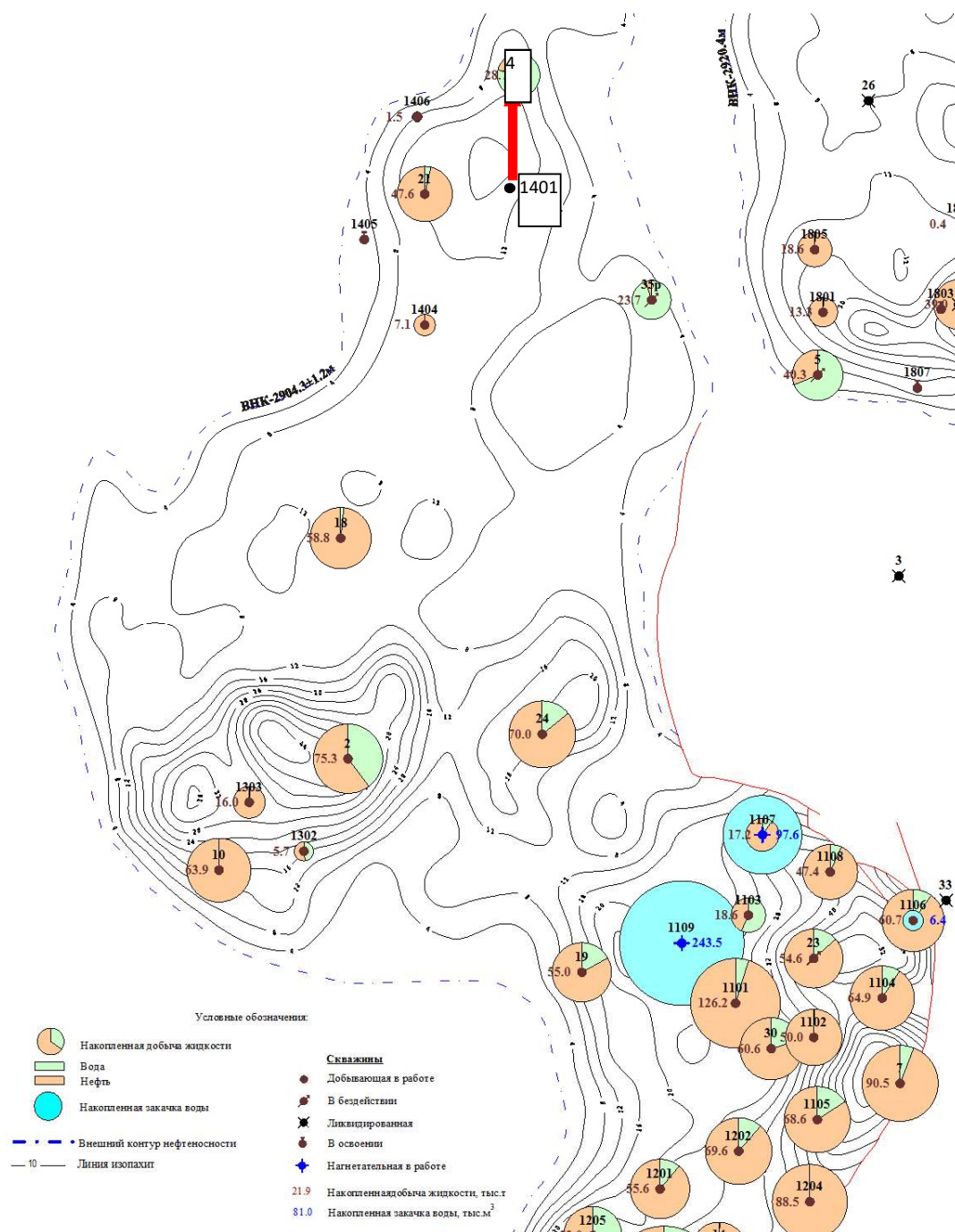
Рис. 4. Пример расчетных кривых реагирования в скв. XXX4 при возмущении в скв. XY01.
(Единицы измерения гидропроводности – $D^* \text{см/спз}$; пьезопроводности – $\text{см}^2/\text{сек}$)

При получении расчетных изменений давления, аналогичных по виду графику на рис. 4, как правило, принимается решение о целесообразности выполнения исследований.

Пример гидродинамических исследований нефтенасыщенных коллекторов методом гидропрослушивания

Далее приведен пример, иллюстрирующий ограничения метода гидропрослушивания для определения свойств пласта коллектора и позволяющий получить преимущественно качественные результаты, нежели количественные.

По одному из месторождений нефти в карбонатных трещиноватых коллекторах позднедевонского возраста проводились исследования с целью установить параметры пласта между скважинами № 4 и № 1401. Область исследования обозначена красной стрелкой на рис. 5. Необходимое время исследований согласно приведенному выше описанию технологии расчета составило 30 суток. По причинам производственного характера общее время исследований составило более 60 суток. Технологическая схема исследований приведена на рис. 6.



**Рис. 5. Участок месторождения нефти
в карбонатных трещиноватых коллекторах позднего Девона.**

Анализ графика на рис № 6 показал, что до начала создания в скважине № 1401 возмущающего импульса давления имело место изменение режимов работы водонагнетательных скважин № 1107 и № 1109, отстоящих от скважины № 4 (в которой регистрировались изменения давления) на 7 км. Этот факт позволил произвести оценку свойств пласта не только между скважинами № 4 и № 1401, но и на пространстве между скважинами № 1401, 1107, 1109. Оценка средних фильтрационно-емкостных свойств пласта производилась посредством выполнения нескольких расчетных этапов, производившихся на модели, созданной в программном модуле Sapphire (KAPPA Engineering). Первым этапом моделировалось изменение давления, регистрируемое в скважине № 4 как реакция на остановку нагнетания в скважины № 1107 и № 1109 (рис. 7).

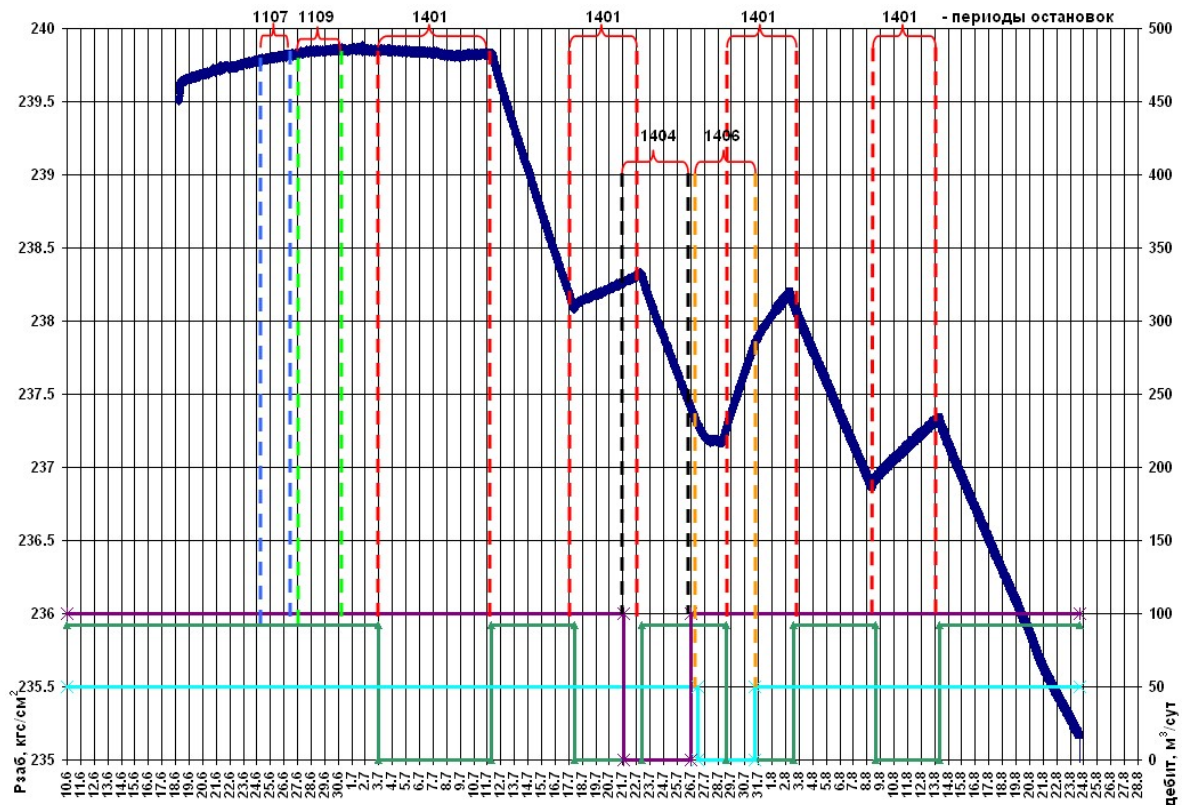


Рис. 6. Технологическая схема гидродинамических исследований методом гидропрослушивания между скважинами 4, 1401, 1107 и 1109. Давление в скважине №4. Период исследований 18.06-23.08.2012

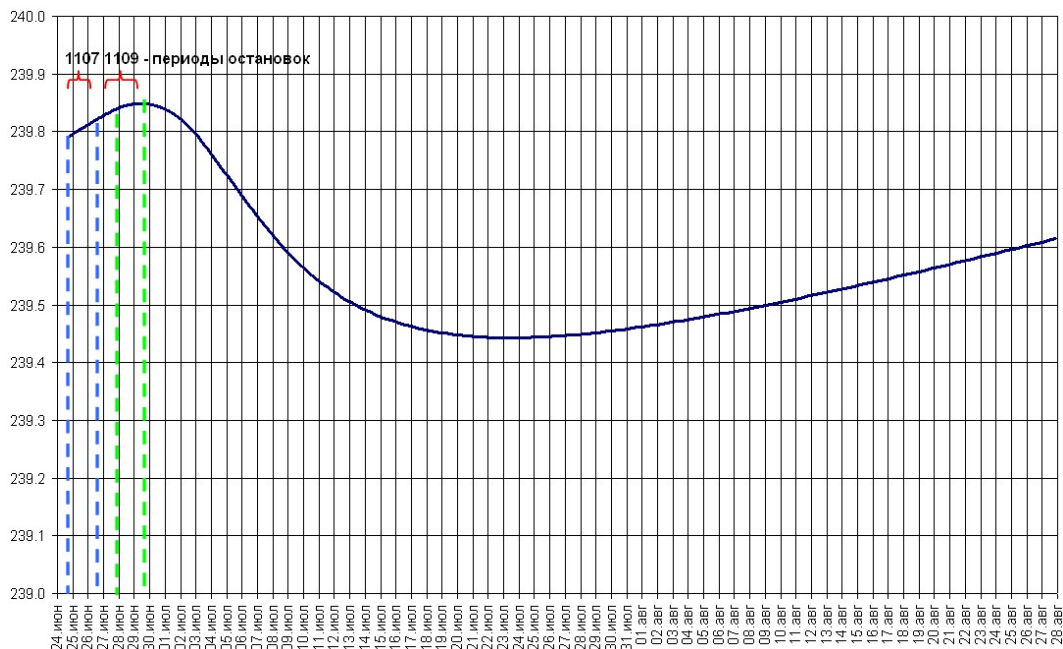


Рис. 7. Смоделированное фоновое забойное давление в скважине № 4 (сплошная синяя линия) при остановке скважин 1107 и 1109. Период исследований 18.06–23.08.2012

Следующим этапом проводилось моделирование изменения давления, зарегистрированного в скважине № 4, с учетом влияния изменения режимов нагнетательных и добывающих скважин (рис. 8). График изменения давления в целом довольно точно воспроизводит картину, зарегистрированную глубинным манометром в скважине № 4.

В табл. 1 приведены результаты интерпретации гидродинамических исследований методом гидропрослушивания между скважинами № 4 и № 1401, а также на участке между скважинами № 4 и водосбросными скважинами № 1107 и № 1109.

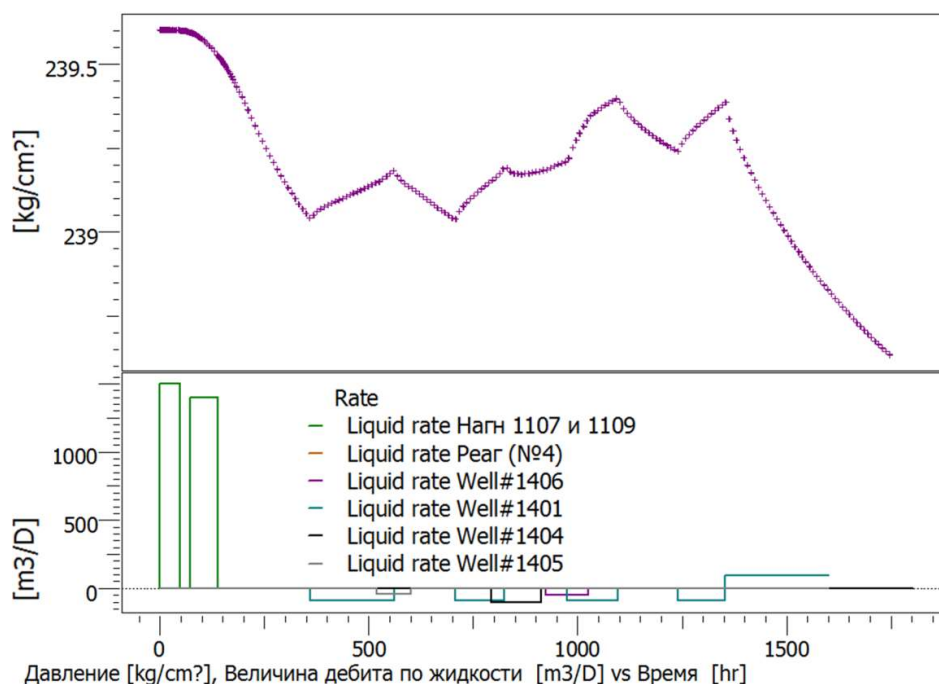


Рис. 8. Смоделированное фоновое забойное давление в скважине № 4 при остановке скважин 1107 и 1109, а также при работе скважин № 1406, 1401, 1404 и 1405. Период исследований 18.06–23.08.2012

Для пары скважин № 4 и № 1401 работающая мощность пласта, по которой происходила передача импульса давления, может составлять от 11 до 15 метров (при общей мощности нефтенасыщенных и подстилающих водонасыщенных коллекторов до 150 метров). Данный интервал выбран в связи с тем, что не представляется возможным достоверно установить характер насыщенности в пространстве между скважинами.

Для участка месторождения между скважиной № 4 и водосбросными № 1107 и № 1109 наиболее вероятно, что сигнал проходил по водонасыщенной части пласта. Это обусловлено тем, что скважина № 4 полностью обводнена, а сбрасываемая вода нагнетается в водоносный горизонт и вероятнее всего поднимается к продуктивному горизонту по трещинам.

Таблица 1

Результаты интерпретации гидропрослушивания

Пара скважин	4–1401
Гидропроводность, $D^*cm/cпз$	83
Пьезопроводность, $cm^2/cек$	3 850
Работающая мощность пласта, м	11–15
Зона между скважинами	4–1107:1109
Гидропроводность, $D^*cm/cпз$	131
Пьезопроводность, $cm^2/cек$	9 780

Проведенные исследования, включающие гидропрослушивание между двумя парами скважин, показали, что район 4-го куста и участок месторождения между 4-м кустом и водосбросными скважинами 1107 и 1109 является единым гидродинамическим объектом (происходит передача изменений давления в пласте), несмотря на сброс воды на 120 метров глубже нефтеносного пласта D3fm III–IV в пласт D3fm II.

Заключение. Гидропрослушивание месторождений нефти с карбонатными нефтенасыщенными коллекторами носит преимущественно качественный характер и, соответственно, параметры, определяемые посредством этого метода исследований, носят оценочный характер:

1. Рассчитанные гидропроводность и пьезопроводность на участке между скважинами № 4, 1401, 1107, 1109 показывают только некие средние значения для пространства с размерами по одной из осей 7 км.

2. Рассчитанная мощность, по которой происходила передача изменений давления между водосбросными скважинами № 1107, 1109 и реагирующей скважиной № 4, как минимум в 10 раз меньше толщины пород, имеющих коллекторские свойства и вскрытых скважинами. Это означает, что передача изменений давлений в пласте на 7 км происходила преимущественно по системе трещин, пронизывающих большую часть объема коллекторов месторождения.

3. Наличие высокопроницаемых трещин исключает возможность точного определения по результатам гидропрослушивания нефтенасыщенных мощностей, по которым могли бы передаваться изменения давления. Даже в случае отбора жидкости из скважин, работающих чистой нефтью, передача изменений давления идет в том числе через водонасыщенные подстилающие толщи.

Работа выполнена при поддержке Программы ФНИ государственных академий наук на 2013–2020 г., проект № 0065-2018-0118.

Литература

1. Вольпин С. Г., Мясников Ю. А., Ефимова Н. П., Свалов А. В. «TESTAR – пакет программ для обработки материалов гидродинамических исследований нефтегазоводоносных пластов» // Нефт. хоз-во. 2002. № 5. С. 58–60.
2. Басниев К. С. Подземная гидравлика. М. : Недра, 1986. 303 с.
3. Голф-Рахт Т. Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов. М. : Недра, 1986. 608 с.
4. Лусиа Ф. Дж. Построение геолого-гидродинамической модели карбонатного коллектора: интегрированный подход. М. : Ижевск : НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика» ; Ижев. ин-т компьютер. исслед., 2010. 384 с.
5. Деева Т. А., Камартдинов М. Р., Кулагина Т. Е., Мангазеев П. В., Панков М. В. Гидродинамические исследования скважин. Томск : ТПУ, 2004. 340 с.
6. Бузинов С. Н. Умрихин И. Д. Исследование нефтяных и газовых скважин и пластов М. : Недра, 1984. 269 с.
7. Кременецкий М. И., Ипатов А. И., Гуляев Д. Н. Информационное обеспечение и технологии гидродинамического моделирования нефтяных и газовых залежей. Ижевск : ИКИ, 2011. 896 с.
8. Чодри А. Гидродинамические исследования нефтяных скважин М. : Премиум Инжиниринг, 2011. 687 с.