

Анализ динамики подвижных запасов нефти в сложных и нетрадиционных коллекторах

С.Г. Вольпин¹, к.т.н., О.В. Ломакина¹, И.В. Афанаскин¹, к.т.н., Ю.М. Штейнберг¹,
В.А. Юдин¹, к.ф.-м.н.

¹Федеральный научный центр Научно-исследовательский институт системных исследований РАН

Работа выполнена при поддержке Программы ФНИ государственных академий наук на 2013–2020 гг., проект № 0065-2019-0019

Адрес для связи: sergvolpin@gmail.com

Ключевые слова: подвижные запасы, баженовская свита, гидродинамические исследования скважин, энергетическое состояние залежи, пласт с двойной проницаемостью

Поскольку разработка нефтяных залежей, приуроченных к нетрадиционным коллекторам, примером которых являются отложения баженовской свиты, осуществляется при упругом режиме, информативными средствами получения данных о пласте являются гидродинамические исследования пластов и скважин, а также мониторинг энергетического состояния залежи. Диагностика кривых восстановления давления, зарегистрированных в скважинах, которые вскрыли баженовские отложения на некоторых нефтяных месторождениях Западной Сибири, указывает на то, что коллектор представляет собой пласт, состоящий из двух сред различной проницаемостью и с разными текущими пластовыми давлениями. Для расчетов добычи нефти необходимо знать энергетическую обстановку залежи. Для решения этого вопроса использованы материалы ранее проведенного эксперимента по длительной остановке скважин на Салымском месторождении. Анализ результатов эксперимента подтвердил то, что пласт-коллектор баженовской свиты представляет собой систему, состоящую из сообщающихся между собой высокопроницающей среды малого объема и низкопроницаемой среды большого объема. При этом основная добыча нефти осуществляется из низкопроницаемой среды.

Mobile oil reserves dynamic analysis for complex and unconventional reservoirs

S.G. Volpin¹, O.V. Lomakina¹, I.V. Afanaskin¹, Yu.M. Steinberg¹, V.A. Yudin¹

¹Scientific Research Institute for System Analysis of the RAS, RF, Moscow

E-mail: sergvolpin@gmail.com

Keywords: mobile reserves, Bazhenov formation, hydrodynamic well tests, energy condition of the reservoir, double permeability reservoir

In unconventional reservoirs with oil deposits formed under syngenetic conditions during the generation of hydrocarbons from kerogen, the stratum of the reservoir rocks was reformed, leading to the formation of various forms of empty space, filled with a liquid phase. An example of such unconventional reservoir is the stratum of rocks of the Bazhenov formation, which occurs over a large area in Western Siberia. An important feature of its structure, which does not allow it to be actively developed for 50 years, is the lack of reliable knowledge about the structural and textural features of the reservoir structure, types of empty space and its location in the reservoir. Therefore, there are still no unambiguous ideas about the form of deposits, about highly productive zones in the reservoir, about recoverable reserves, about the technology which is necessary to involve the reserves into the development.

Since the development of oil reservoirs confined to the deposits of the Bazhenov formation is carried out under an elastic regime, hydrodynamic studies of reservoirs and wells and monitoring of the energy conditions of the reservoir are very informative means to obtain information about the reservoir. These studies allow us to investigate the characteristics of filtration in the reservoir rock and, in particular, to estimate the volumes of the fluid involved into filtration. For deposits of the Bazhenov formation, which do not contain water and are developed under the elastic regime, such information will be very valuable.

Diagnostics of pressure build-up curves recorded in the wells completed in Bazhenov deposits of a number of oil fields in Western Siberia indicates that the reservoir is a layer of dual permeability. Such a reservoir model is diagnosed if the reservoir consists of two media with drastically different permeability. During the production of a well, which is completed in two differently permeable but not isolated from each other formations, the most active production takes place from a more permeable formation, which leads to an advance pressure drop in this formation. A differential pressure is formed between the layers, resulting in a flow of fluid from the low-permeable formation to the high-permeable one. Thus, the reservoir of the Bazhenov formation behaves in the development process as a reservoir consisting of two layers with different permeability and with different current reservoir pressures.

Наиболее характерным признаком значительной части нетрадиционных коллекторов является образование нефтяных залежей непосредственно во вмещающих породах. При этом в процессе генерации углеводородов из погребенного с породой керогена изменяются структурно-текстурные особенности вмещающих пород, что приводит к формированию разного рода пустот, заполняющихся жидкими углеводородами. Примером такого нетрадиционного коллектора является толща пород баженовской свиты, залегающая на большой территории в Западной Сибири. Важной особенностью ее строения, которая не позволяет 50 лет вовлечь запасы баженовской свиты в активную разработку, является отсутствие достоверных данных о строении пласта-коллектора, величине извлекаемых запасов, необходимой технологии вовлечения запасов в разработку и др.

Поскольку разработка нефтяных залежей, приуроченных к отложениям баженовской свиты, ведется при упругом режиме, то весьма информативными будут гидродинамические исследования пластов и скважин [1].

На рис. 1 приведены диагностические графики, построенные по кривым восстановления давления (КВД), зарегистрированным в скв. А, Б и В, которые вскрыли нефтяные залежи баженовской свиты на трех разных месторождениях Западной Сибири. По форме диагностических графиков можно определить модель пласта – коллектора [2]. При построении диагностического графика учитывается история работы скважины. График представляет собой семейство двух кривых. Одна кривая (верхняя) – это динамика депрессии на пласт, а вторая (нижняя) – динамика производной от депрессии. Диагностический график строится в билогарифмических координатах. Аргументом, по которому проводится дифференцирование кривой давления, является функция суперпозиции, учитывающая историю работы. Из рис. 1 видно, что рост производной сменяется ее падением. Далее в случае однородного пласта должен наблюдаться постепенный выход на горизонтальный участок. Но на рис. 1 после небольшого по времени горизонтального участка снова наблюдается рост производной. Такая форма кривых характерна для модели пласта с двойной проницаемостью [2]. Эта модель диагностируется, если пласт состоит из двух прослоев (слоев) разной проницаемости k_1 и k_2 , переток между которыми пропорционален перепаду давления между ними (рис. 2).

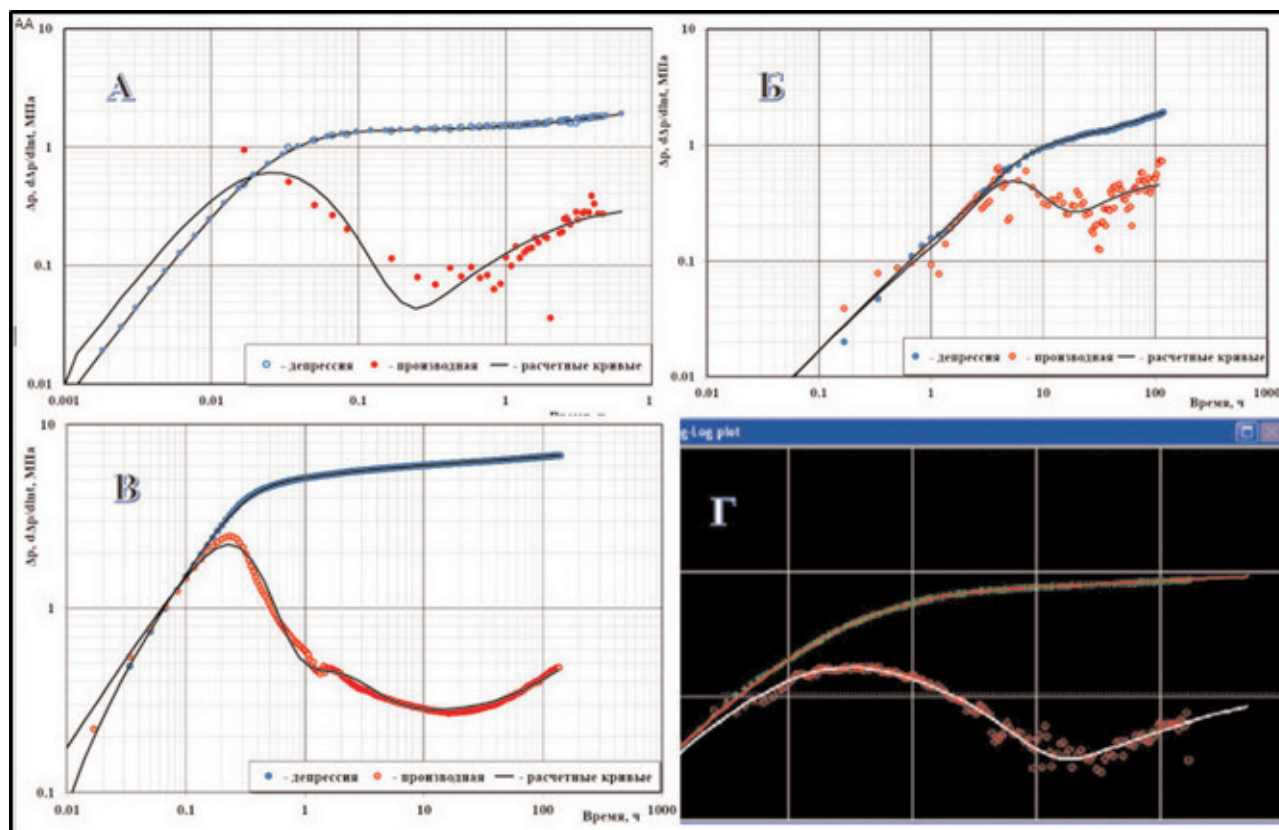


Рис. 1. Диагностические графики по скв. А, Б, В, вскрывшим пласт-коллектор баженовской свиты на разных нефтяных месторождениях Западной Сибири и классический диагностический график пласта с двойной проницаемостью (Г) [2]

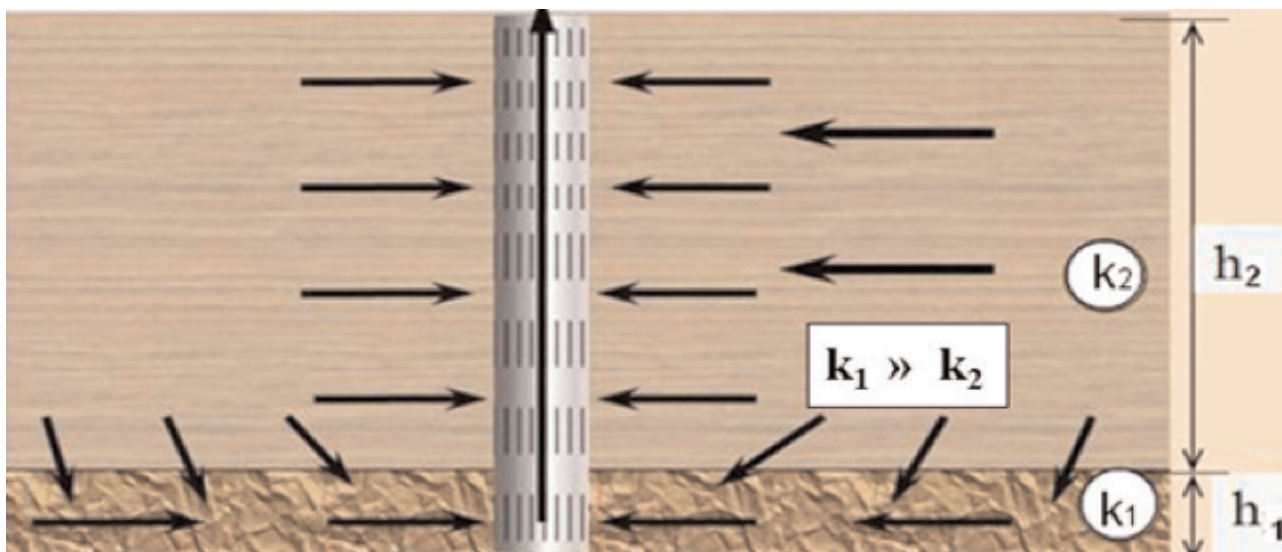


Рис. 2. Модель пласта с двойной проницаемостью

На раннем этапе, когда еще нет разницы давлений между слоями, система ведет себя как однородная без перетоков. При работе скважины, вскрывшей два разнопроницаемых пласта, наиболее активно отбор ведется из более проницаемого пласта, что приводит к опережающему падению давления в нем. Между пластами формируется перепад давления, в результате чего возникает переток флюида из низкопроницаемого пласта в высокопроницаемый. Этому участку соответствует характерный минимум на производной. В итоге система снова начинает вести себя как однородный коллектор с суммарной проводимостью и коэффициентом упругости двух слоев. На графике производной этот процесс позднее приводит к появлению второго горизонтального участка.

Таким образом, на всех трех месторождениях пласт-коллектор баженовской свиты ведет себя в процессе разработки как пласт, состоящий из двух сред с разными проницаемостями и разными текущими пластовыми давлениями. Как отмечали многие исследователи, баженовская свита состоит из двух сред: низкопроницаемой, содержащей малое количество жидкой нефти и большое количество керогена (до 15 % общего объема), и в существенно меньшем объеме высокопроницаемой. По разным представлениям высокопроницаемые участки могут быть высокопроницаемыми прослоями, трещинами различной протяженности или линзовидными высокопроницаемыми телами, возможно кавернозными. В любом случае обработка КВД подтверждает наличие в пласте-коллекторе баженовской свиты наличие двух сред, резко различающихся по проницаемости и по объему.

Представляет интерес определить, какие величины запасов нефти участвуют в фильтрации при упругом режиме разработки, какие объемы жидкости дренируются и являются подвижными.

Обработка КВД по модели двойной проницаемости позволяет определить следующие величины.

Отношение подвижностей

$$K = k_1 h_1 / (k_1 h_1 + k_2 h_2), \quad (1)$$

где h_1, h_2 – толщина соответственно первого и второго прослоя.

Отношение емкостей

$$\omega = \beta_1^* h_1 / [(\beta_1^* h_1) + (\beta_2^* h_2)]. \quad (2)$$

Коэффициент обмена

$$\lambda = Ar_w^2 / (k_1 h_1 + k_2 h_2). \quad (3)$$

Для расчетов фильтрующихся объемов необходимо знать энергетическое состояние залежи на момент проведения расчетов. Для решения этого вопроса рассмотрим материалы исследований, проведенных на Салымском месторождении в 1980–1987 гг. [1, 3, 4].

В 1984 г. с целью определения энергетического состояния Салымское месторождение было остановлено почти на 3 мес. В этот период проводились длительные наблюдения за динамикой текущих пластовых давлений практически во всех скважинах. Исследования выполнялись специалистами СибНИИНП, НГДУ «Правдинскнефть», ЗапСибНИГНИ, Правдинской НРЭ и ВНИИнефть. Сделано около 500 замеров текущих пластовых давлений и проанализировано изменение давления по стволу 43 скважин. На рис. 3 приведены результаты измерения давления во всех скважинах опытного участка. При начальном давлении во всем пласте 42–43 МПа текущие пластовые давления во всех высокодебитных скважинах оказались ниже 20 МПа. На участках пласта, где отборы нефти были наибольшими, текущие пластовые давления оказались ниже 10 МПа, причем большое количество выделившегося в пласте газа привело к полной изоляции этих участков от окружающего пласта. Все скважины с текущим пластовым давлением менее 20 МПа вскрыли всю толщу баженовской свиты, в том числе и маломощный прослой в подошве. Во второй группе скважин текущие пластовые давления изменялись от 25 до 35 МПа. Все они являлись малодебитными и не вскрывали маломощный прослой в подошве баженовской свиты – кровле абалакской свиты.

Результаты промыслового эксперимента полностью подтверждают выводы, сделанные по материалам исследования скважин о наличии в разрезе баженовской свиты двух сред с существенно разными фильтрационно-емкостными свойствами и разными текущими пластовыми давлениями. Быстрое падение пластового давления в процессе разработки опытного участка с 43 до 15–17 МПа, а в ряде случаев и ниже 10 МПа,

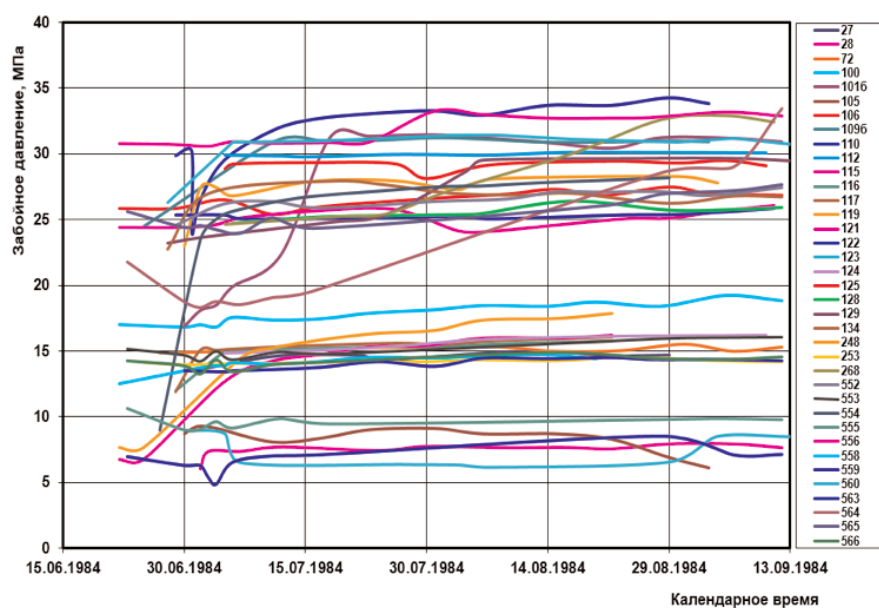


Рис. 3. Восстановление давления в скважинах Салымского месторождения во время его длительной остановки

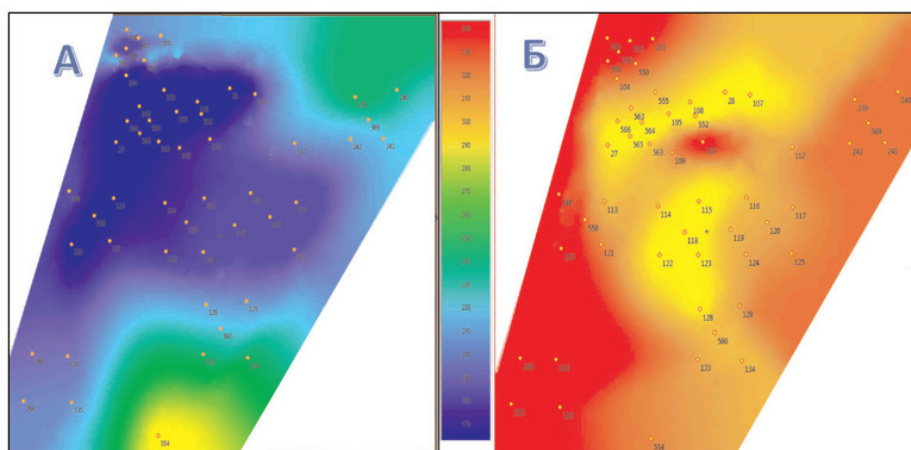


Рис. 4. Карты изобар по флюидоподводящей (А) и низкопроницаемой (Б) среде

указывает на то, что флюидоподводящая среда занимает небольшую часть объема всей баженовской толщи. Существенное различие в давлениях в двух сообщающихся средах объясняется тем, что приток из низкопроницаемой толщи (среды с высоким давлением) во флюидоподводящую среду не компенсирует отбор из скважин.

Сопоставление замеров давлений с геофизическими данными позволило определить, какая из сред вскрыта в каждой скважине. Это позволило построить для всего опытного участка карты изобар отдельно по каждой среде. Из рис. 4 видно, что области пониженных пластовых давлений в обеих средах по площади совпадают. Но перепад давления между средами при этом составляет 10–12 МПа.

Проведем оценочные расчеты соотношения объемов отобранной нефти на Салымском месторождении из флюидоподводящей среды (пласт 1) и низкопроницаемой среды (пласт 2), питающей флюидоподводящую. Решим эту задачу сначала в общем виде.

На месторождении имеется n_1 скважин 1 группы, вскрывших единым фильтром пласты 1 и 2, и n_2 скважин 2 группы, вскрывших только пласт 2. За весь период опытно-промышленной эксплуатации из скважин 1 группы отбор нефти составил Q_1 , из скважин 2 группы – Q_2 . В процессе разработки при упругом режиме среднее пластовое давление снизилось в пласте 1 на Δp_1 , в пласте 2 – на Δp_2 , причем давление в пласте 1 стало ниже, чем в пласте 2. Начальные пластовые давления были одинаковыми. За счет сформировавшегося между пластами перепада давления возникли перетоки из пласта 2 в пласт 1. Необходимо определить, сколько нефти отобрано отдельно из каждого пласта и сколько перетекло ее из пласта 2 в пласт 1, т.е. из низкопроницаемой среды в высокопродуктивную флюидоподводящую среду.

Для решения поставленной задачи составим уравнения изменения упругого запаса отдельно в каждой среде. В процессе опытно-промышленной эксплуатации давление в пласте постоянно превышало давление насыщения, поэтому весь отобранный из пласта объем нефти получен только за счет объемной упругости пласта и насыщающей его нефти. Поэтому можно для каждой среды записать:

$$V_1 = F_1 h_1 \beta^* \Delta p_1; \quad (4)$$

$$V_2 = F_2 h_2 \beta^* \Delta p_2, \quad (5)$$

где V_1, V_2 – объем нефти, отобранный из пласта соответственно 1 и 2; F_1, F_2 – площадь дренирования, т.е. площадь, на которую распространилось снижение давления, пласта соответственно 1 и 2.

Из рис. 4 видно, что основное дренирование низкопроницаемой толщи происходит не за счет скважин, вскрывающих эту среду, а за счет перетоков по всей площади контакта в нижележащую флюидоподводящую среду. Следовательно, можно принять $F_1 = F_2$.

Следует отметить, что формулы (1) и (2) описывают изменение упругого запаса пласта за какой-то период времени в пределах определенной площади, на границе которой давление равняется начальному. Таким образом, пласт принимается на каждый момент времени ограниченным с постоянным давлением на границе. Поэтому приведенные ниже расчеты являются сугубо оценочными.

Принимая $F_1 = F_2$, получим

$$V_2/V_1 = [h_2 \beta_2^*/(h_1 \beta_1^*)](\Delta p_1/\Delta p_2). \quad (6)$$

Фильтрационные параметры определяются при обработке КВД по модели двойной проницаемости.

Для получения второго уравнения, связывающего неизвестные V_1 и V_2 , используем то, что сумма объемов нефти Q , отобранной из пластов 1 и 2, равна количеству нефти, добытой из 1 и 2 групп скважин:

$$V_1 + V_2 = Q_1 + Q_2 = Q. \quad (7)$$

Из решения системы уравнений (6) и (7) следует

$$V_2 = \alpha(Q_1 + Q_2)/(1 + \alpha); \quad (8)$$

$$V_1 = (Q_1 + Q_2)/(1 + \alpha). \quad (9)$$

Текущие пластовые давления $p_1 = 20$ МПа; $p_2 = 31$ МПа, средневзвешенные по площади, найдены по картам изобар, построенным отдельно для каждой среды (см. рис. 4). Начальное пластовое давление $p_0 = 45$ МПа принято одинаковым для обеих сред. Тогда $\Delta p_1 = 25$ МПа; $\Delta p_2 = 14$ МПа. На основании анализа результатов гидродинамических и геофизических исследований и промысловых данных в пределах опытного участка $n_1 = 22$; $n_2 = 22$, $Q_1 = 1,5$ млн. м³; $Q_2 = 177$ тыс. м³. В результате расчета получаем, что $V_2 = 1160$ тыс. м³; $V_1 = 520$ тыс. м³, переток из пласта 2 в пласт 1 $V_{2 \rightarrow 1} = 800$ тыс. м³. Таким образом, собственно из пласта 1 за все время опытно-промышленной эксплуатации (до 01.09.84 г.) получено 30 % всего отбора с опытного участка. Из всего количества нефти, отобранного из низкопроницаемой среды, 360 тыс. м³ было добыто скважинами обеих групп за счет притока к ним непосредственно по пласту 2, а остальные 800 тыс. м³ перетекли во флюидоподводящую и были отобраны из скважин 1 группы.

Полученные результаты позволяют сделать вывод, что на Салымском месторождении значительная часть нефти отбирается из низкопроницаемой среды, причем большая часть этого количества получена за счет перетоков из низкопроницаемой среды во флюидоподводящую.

Таким образом, из результатов гидродинамических исследований скважин, вскрывших отложения бажендовской свиты, следует, что пласт-коллектор представляет собой систему, состоящую из сообщающихся между собой высокопроницающей среды малого объема и низкопроницаемой среды большого объема. Основные объемы нефти отбираются из низкопроницаемой среды.

Список литературы

1. *Уточнение гидродинамической модели залежи и коллектора на Салымском месторождении* / И.Д. Умрихин, С.Г. Вольпин, О.В. Ломакина [и др.] // Геология нефти и газа. – 1988. – № 1. – С. 52–57.
2. Houze O., Viturat D., Fjaere O.S. Dynamic Data Analysis. V 5.20.01. – Kappa Engineering, 2018. – 757 p.
3. *Определение гидродинамической модели залежи и типа коллектора Салымского месторождения* / И.Д. Умрихин, С.Г. Вольпин, Н.И. Днепровская [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1984. – № 6. – С. 33–38.
4. РД 39-0147035-234-88. Методическое Руководство по гидродинамическим исследованиям сложнопостроенных залежей, / И.Д. Умрихин, Н.И. Днепровская, С.Г. Вольпин, [и др.]. – М., 1988.