

УДК 552.578.061.4.001.57

Зиновкина Т.С.

Институт проблем нефти и газа Российской академии наук (ИПНГ РАН), Москва, Россия, zints@mail.ru

О НЕОБХОДИМОСТИ УЧЕТА ТЕХНОГЕННЫХ ИЗМЕНЕНИЙ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ ПАРАМЕТРОВ ПРИ ПОДСЧЕТЕ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ

При создании и адаптации геолого-гидродинамических моделей залежи используют фактические данные за весь период разработки, а параметры пласта и флюида остаются изначально определенными и неизменными, хотя известно, что в результате техногенного воздействия они изменяются, а отсутствие учета этих изменений приводит к снижению степени достоверности получаемых 3Д геолого-гидродинамических моделей.

Для прогнозирования изменений в процессе разработки залежи обоснована модель динамики коэффициента пористости, позволяющая определить значения коэффициента на различные даты. Выполнено сопоставление величин начального эффективного нефтенасыщенного объема залежи и начального коэффициента пористости, определенных с учетом техногенного влияния на их значения и без него. Уточнены начальные объемы углеводородов рассматриваемой залежи и доказана необходимость учета техногенных изменений геолого-промысловых параметров при построении геолого-гидродинамических моделей.

Ключевые слова: коэффициент пористости, объем залежи, подсчет запасов, геолого-гидродинамическая модель залежи.

Одним из факторов, влияющим на полноту извлечения углеводородов, является наличие надежной и достоверной информации о строении, литолого-фациальной изменчивости, характере насыщения пластов и свойствах пластовых флюидов. Способность пористых сред пропускать через себя пластовые флюиды зависит от свойств породы и фильтрующихся флюидов, а также от скорости фильтрации, воздействия внешних физических полей, количественного соотношения и распределения фаз в поровом пространстве и других факторов. Вышеперечисленные факторы существенно изменяются в результате применения различных методов воздействия на залежь углеводородов. Таким образом, свойства пласта-коллектора в значительной степени зависят от применяемой технологии воздействия на пласт, и изменяются на всем протяжении жизненного цикла месторождения, а данные, получаемые в процессе разработки, характеризуют текущее состояние залежи. На сегодняшний день при создании и адаптации геолого-гидродинамических моделей залежи используют фактические данные за весь период разработки, а геолого-промысловые параметры (ГПП) пласта остаются изначально определенными и неизменными, и, как следствие, степень достоверности результатов, получаемых на 3Д геолого-гидродинамических моделях, невысокая.

Большинство нефтяных месторождений в России и за рубежом находятся на завершающей стадии разработки. Для создания эффективной системы доразработки залежи

необходимо учитывать изменения, произошедшие с пластом и флюидами за истекший период разработки залежи. Использование полученных в процессе разработки данных для построения начальных геологических моделей (без введения поправок) приводит к созданию заведомо неверной модели. При создании и адаптации 3Д геолого-гидродинамических моделей залежи следует учитывать динамику фильтрационно-емкостных свойств пласта в жизненном цикле месторождений [Гутман, 1985; Иванова, Чоловский, Брагин, 2000; Михайлов, 2008; Чоловский, Брагин, 2002].

На примере залежи нефти пласта Массив одного из месторождений нефтегазоносной провинции Персидского залива определим влияние отсутствия учета техногенных процессов при определении начальных значений эффективного нефтенасыщенного объема залежи и коэффициента пористости пласта на величину начальных геологических объемов углеводородов.

Залежь нефти Массив приурочена к верхнемеловым отложениям, которые в пределах нефтеносной части площади представлены трещинно-поровыми карбонатными породами, в основном, известняками. Залежь приурочена поднятию, которое представляет собой асимметричную брахиантиклинальную складку.

Первый промышленный приток нефти на залежи Массив получен в скв. 8 в 1976 г. На залежь Массив пробурено – 14 скважин. Число действующих скважин по состоянию на 01.01.2002 г. составило по – 8 единиц, добыча механизированная, скважины оборудованы штанговыми глубинно-насосными установками (ШГН), на одной скважине – добыча фонтанная. Количество скважин, находящихся в консервации, составляет 4 единицы, ликвидированы 2 скважины.

Залежь разрабатывается на естественном водонапорном режиме.

Средняя обводненность добываемой продукции составляет 52%, однако диапазон изменения довольно широк и изменяется от единиц до 95%. Накопленные отборы нефти и воды по залежи Массив по состоянию на 01.01.2002 г. составляют 881 тыс. м³ и 1041 тыс. м³, соответственно (рис. 1, 2).

Эффективный нефтенасыщенный объем

Как указано выше, коллектор рассматриваемой залежи представлен трещинно-поровыми породами. Одной из отличительных черт трещиноватых пород-коллекторов является отсутствие переходной зоны, межфазные контакты нефть – вода или газ – нефть представляют в трещиноватом коллекторе четкую разграничительную поверхность, а не протяженную переходную зону, как в коллекторах порового типа. Так как, в данном случае, коллектор трещинно-поровый, а проводящими являются трещины (матрица пород не затронута

разработкой), то в случае изменения, уровень ВНК будет подниматься параллельно, не образуя обширной переходной зоны.

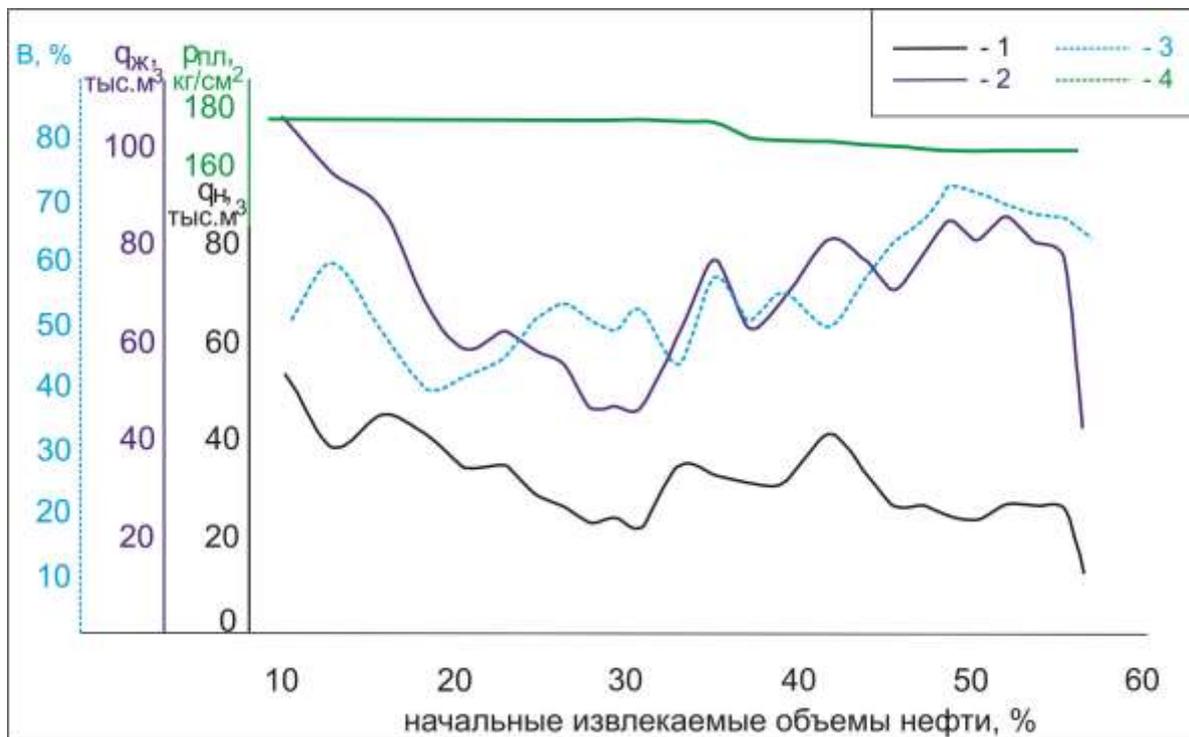


Рис. 1. Динамика основных показателей разработки залежи Массив

1 – годовые отборы нефти (q_n), тыс. м³; 2 – годовые отборы жидкости ($q_{ж}$), тыс. м³; 3 – обводненность продукции (B), %; 4 – пластовое давление ($p_{пл}$), кг/см³.

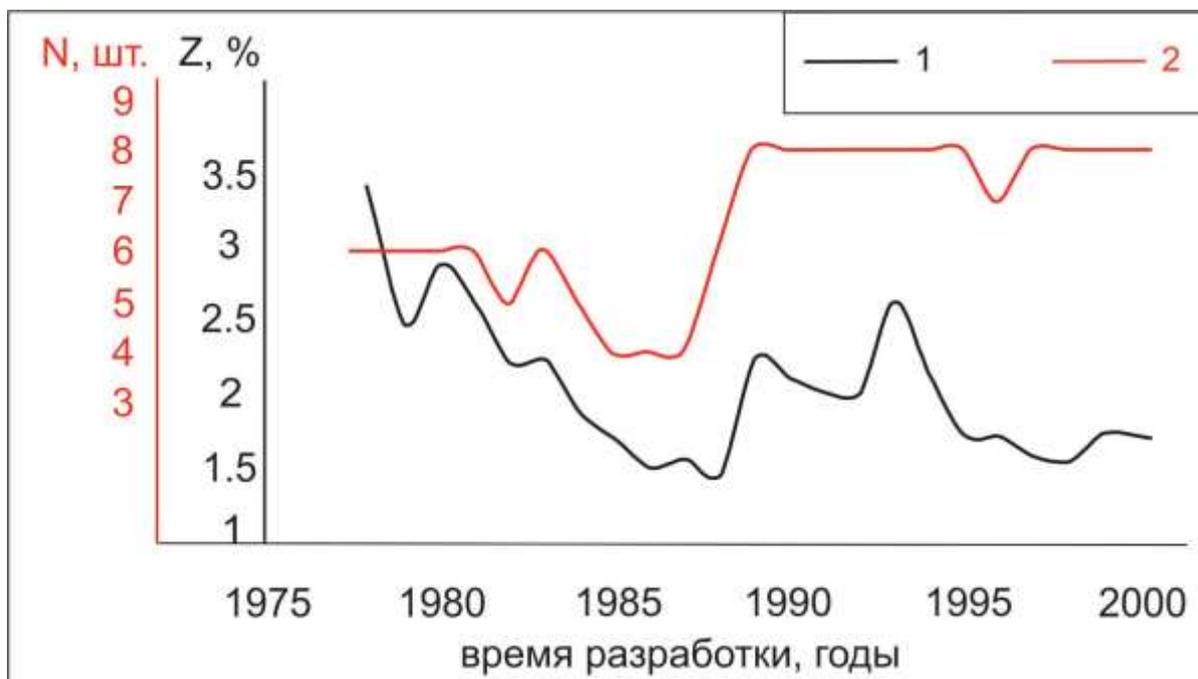


Рис. 2. Динамика темпа добычи нефти и количества работающих скважин в залежи Массив

1 – темп добычи нефти, %; 2 – количество работающих скважин, шт.

Установлена зависимость ВНК от даты бурения скважины с использованием дисперсионного анализа двухфакторного неравномерного комплекса [Зиновкина, 2011]. Проиллюстрирована динамика уровня ВНК (а, следовательно, и объема залежи), за 27 лет эксплуатации залежи уровень ВНК поднялся на 62 м, и определена отметка начального уровня ВНК рассматриваемой залежи Массив.

Коэффициент открытой пористости

В процессе разработки исследуемой залежи показано изменение коэффициента пористости пласта Массив и определена основная причина, приведшая к снижению его значения – это снижение пластового давления [Зиновкина, 2012]. Как отмечалось выше, залежь разрабатывается на естественном водонапорном режиме, а, как известно, пластовое давление залежей, разрабатываемых на водонапорном режиме, в процессе эксплуатации залежи, постепенно снижается. Привлечение вновь полученных данных о динамике пластового давления в процессе разработки залежи позволило обосновать зависимость значения коэффициента пористости от величины пластового давления (рис. 3).

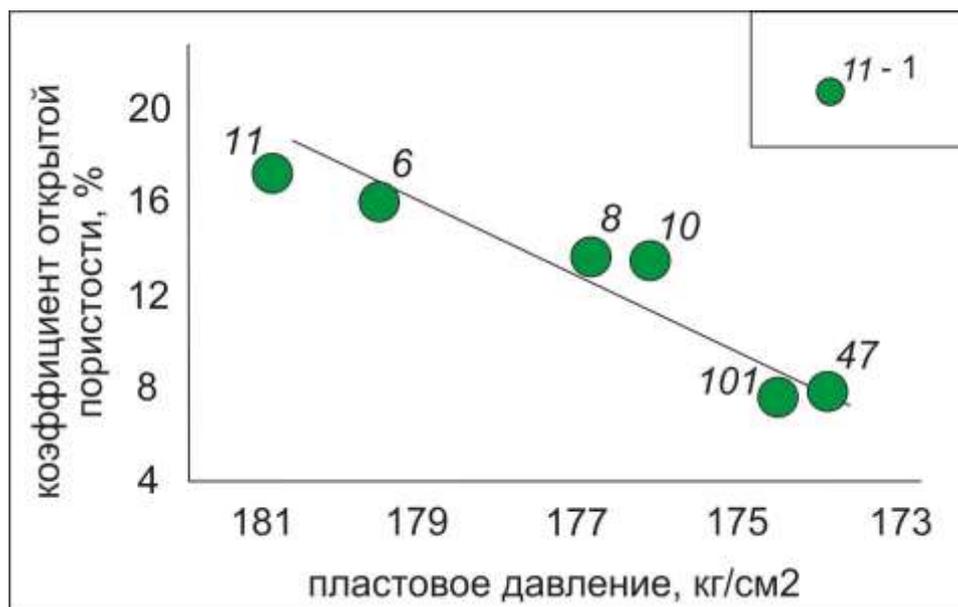


Рис. 3. Зависимость коэффициента пористости от пластового давления в залежи Массив
I – номер скважины.

Влияние разбухания глинистого материала признано не значительным в связи с присутствием в составе пласта Массив небольшого количества глинистого материала (8% глинистых известняков), но построенная по имеющимся данным зависимость коэффициента пористости от обводненности продукции иллюстрирует, что обводнение залежи приводит к снижению коэффициента пористости (рис. 4) [Зиновкина, 2012].

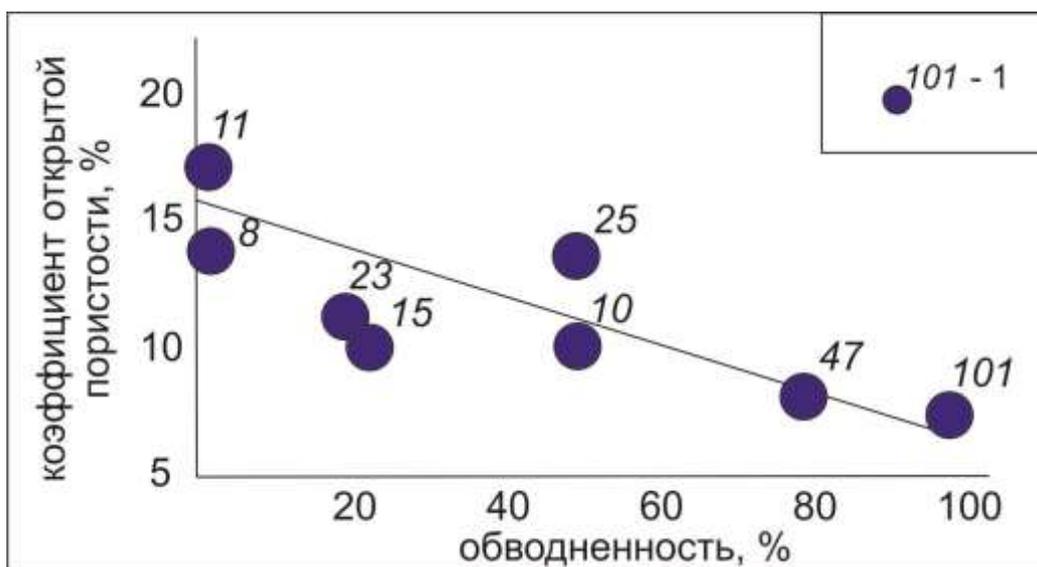


Рис. 4. Зависимость коэффициента пористости от обводненности продукции скважин в залежи Массив

I – номер скважины.

Проследить динамику изменения коэффициента пористости можно используя существующие модели изменений емкостного пространства (например, модели М.Т. Абасова [Абасов и др., 1997], В.М. Добрынина [Добрынин, 1970], А.А. Сидорова [Сидоров, 2000] и др.), но известные модели не учитывают влияние обводненности залежи, показанное выше. Для прогнозирования изменений коэффициента пористости получена двумерная регрессионная зависимость коэффициента пористости (K_n) от пластового давления ($P_{пл}$) и обводненности (B) продукции скважин (рис. 5). Для рассматриваемой залежи получена следующая зависимость:

$$K_n = 1,4P_{пл} - 0,028B - 235,558.$$

По полученной зависимости рассчитаны значения коэффициентов пористости на различные даты для скважин, по которым имелась необходимая информация о пластовых давлениях и обводненности продукции. По значениям коэффициентов пористости в скважинах, пробуренных к 1974 г., построен соответствующий график пористости, закономерности изменений этого графика прослеживаются в графиках пористости на 1976, 1993 и 2002 гг.

Для скважин, по которым отсутствует необходимая информация, значения коэффициентов пористости на различные даты определялись при помощи интерполяций вдоль соответствующих графиков пористости с учетом естественной изменчивости пласта.

Использование полученных данных позволило разработать модель изменения коэффициента пористости в процессе разработки залежи. Результаты моделирования

приведены на рис. 6. Полученная модель изменений коэффициента пористости позволяет определить значения коэффициента пористости в скважинах на различные даты.

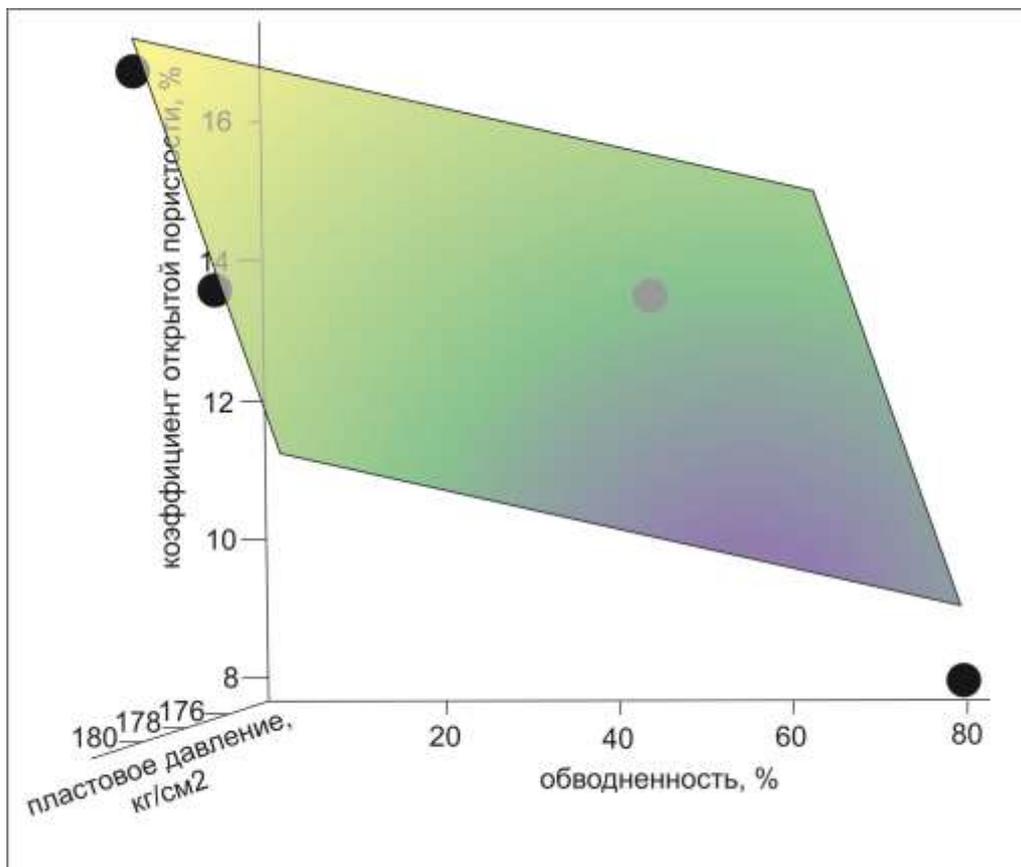


Рис. 5. Зависимость коэффициента пористости от пластового давления и обводненности

Анализ процесса разработки залежи Массив, показал, что благодаря процессу разработки на естественном (водонапорном) режиме, за счет вытеснения нефти посредством вертикального поднятия ВНК благодаря энергии пластовой системы, достигается высокий охват залежи процессом естественного заводнения. При этом, накопленная добыча нефти по залежи Массив составила 882,6 тыс. м³, то есть 14,5% от начальных геологических запасов (6088,2 тыс. м³), что говорит о малой эффективности применяемой системы разработки. Применение вторичных методов разработки (заводнения) вероятнее всего будет мало эффективно, так как закачиваемая вода будет продвигаться по уже промытым пластовой водой каналам. Для применения методов увеличения нефтеотдачи (третичных методов разработки) пластов важно определить, как распределена нефть, оставшаяся в обводненной части залежи.

Коэффициент извлечения нефти (КИН) при разработке залежи на естественном водонапорном режиме может достигать до 60–70% от начальных геологических объемов [Сургучев, 1985]. Однако рассчитана возможная конечная нефтеотдача залежи Массив [Зиновкина, 2013] с использованием уравнения разработки [Лысенко, 2003].

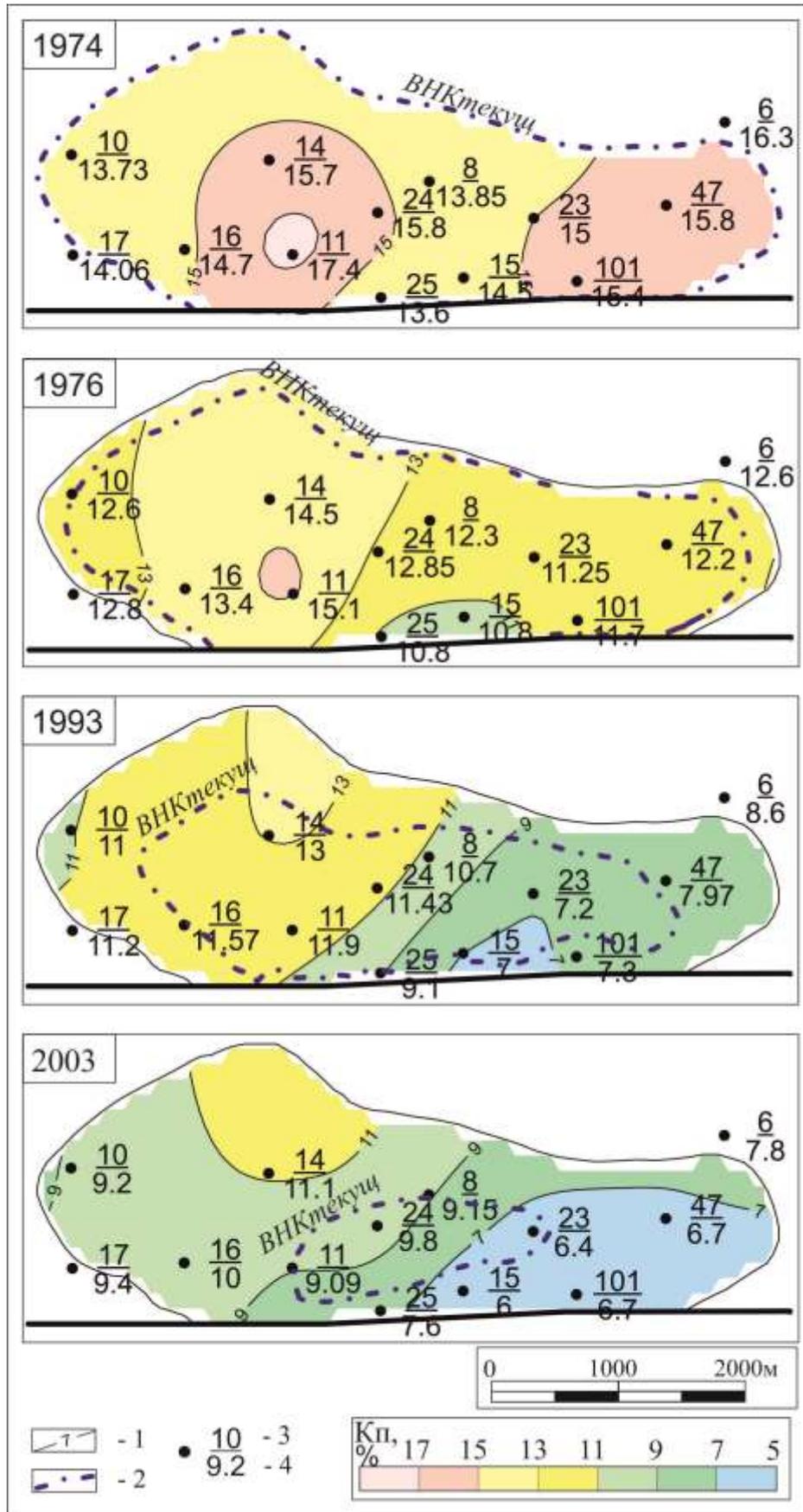


Рис. 6. Схемы текущего коэффициента пористости 1974-2003 гг. в залежи Массив

1 - изолинии коэффициента пористости пласта Массив, %; 2 - текущее положение водонефтяного контакта; 3 - номер скважины; 4 - значение коэффициента пористости пласта Массив, %.

При существующей технологии добычи нефти возможный КИН залежи Массив рассматриваемого месторождения составит 24,1%. Величина возможного КИН позволяет предположить, что при существующей системе разработки залежи нефть вытесняется пластовой водой из крупных «емкостей» – крупных пор и трещин, и остается невытесненной из пор матрицы породы. Следовательно, необходимо проведение исследований распределения оставшихся объемов нефти, и разработка нового технологического документа разработки залежи.

Согласно имеющимся данным, проницаемость карбонатных разностей отложений пласта Массив характеризуются тримодальным распределением величин проницаемости. Во всей выборке образцов отложений пласта Массив (321 опр.) наиболее часто (до 50%) встречаются разности с проницаемостью 1-5 мД, реже с проницаемостью 0,1-1 мД (32,1%) и 100-354 мД (2,2%). Исследования выполнялись на образцах стандартного размера, следовательно, можно предположить, что полученные данные о проницаемости пласта Массив занижены. Вязкость нефти залежи Массив равна 8,8 сПз. Пласт сложен в основном известняками (75%). Таким образом, по имеющимся данным, можно предположить, что наиболее эффективным методом воздействия на изучаемую залежь является проведение гидроразрыва пласта, что позволит повысить коэффициент емкостного пространства и вовлечь в разработку недренируемые запасы нефти, заключенные в матрице породы. Таким образом, применение гидроразрыва пласта позволит повысить продуктивность пласта путем увеличения эффективного радиуса дренирования скважин и создать каналы притока в пристволенной зоне.

Сопоставление оцененных начальных объемов нефти и параметров по залежи Массив, определенных с учетом динамики объема залежи и коэффициента пористости и без него

При определении начального уровня ВНК по данным всех скважин, пробуренных к моменту проведения работ по оценке объемов углеводородов залежи Массив (то есть без учета динамики ГПП), ВНК находится на отметке -1210 м. Как показано выше, в процессе разработки залежи Массив уровень ВНК изменился, а начальный уровень ВНК, определяемый по данным первых пробуренных скважин, находился на отметке -1218 м. Таким образом, эффективный нефтенасыщенный объем залежи Массив определяемый с учетом динамики уровня ВНК значительно больше, чем объем залежи определяемый без учета изменения уровня ВНК, разница составляет 10,6 млн. м³ (+17,6%) (рис. 7).

Среднее значение начального коэффициента пористости залежи Массив, при оценке начальных объемов углеводородов без учета динамики ГПП, определялось как среднее по всем скважинам, пробуренным к моменту выполнения работ. Обоснована модель изменения коэффициента пористости в процессе разработки залежи Массив. Использование этой модели

позволило определить коэффициент пористости пласта до ввода залежи в разработку. Начальный коэффициент пористости больше на 0,04 д. ед. (+36,4%) по сравнению с определенным без учета изменения емкостного пространства в процессе разработки залежи и равен 0,15 д. ед. (см. рис. 7).

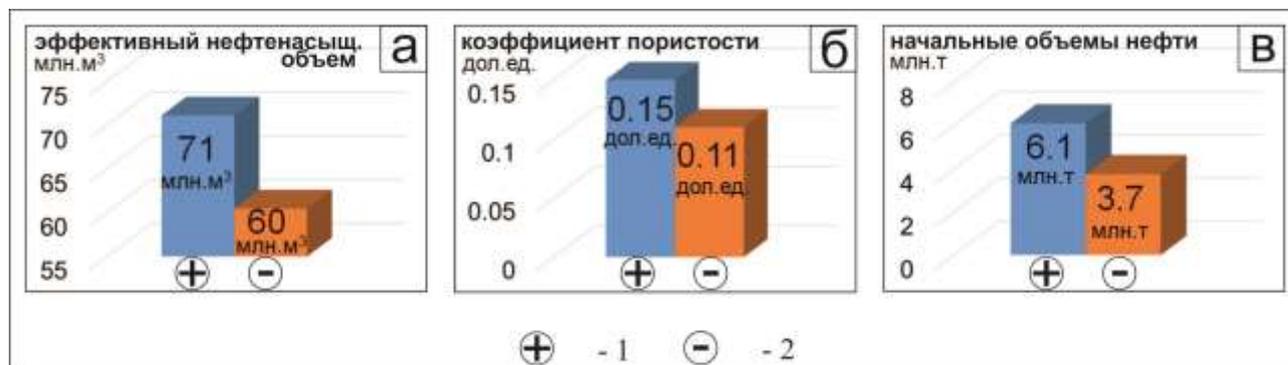


Рис. 7. Сопоставление оцененных объемов нефти и параметров (2012 г.) с результатами, полученными в 2000 г. по залежи Массив

а – эффективный нефтенасыщенный объем, б – коэффициент пористости, в – начальные объемы нефти; 1 – результаты полученные с учетом динамики ГПП в процессе разработки нефтяной залежи; 2 – результаты полученные без учета динамики ГПП в процессе разработки нефтяной залежи.

В результате исследований подсчитаны начальные геологические объемы нефти по залежи Массив составили 6088,2 тыс. т. Начальные геологические объемы нефти залежи Массив, определенные с учетом изменения эффективного нефтенасыщенного объема залежи и коэффициента пористости, в процессе разработки залежи больше на 2349,2 тыс. т или на 62,8%, по сравнению с определенными без учета динамики ГПП объемами углеводородов (см. рис. 7).

Выводы

В результате выполненных работ уточнены начальные объемы углеводородов залежи Массив и доказана необходимость учета техногенных изменений ГПП при построении геолого-гидродинамических моделей.

Литература

Абасов М.Т., Джеванишир Р.Д., Иманов А.А., Джалалов Г.И. О влиянии пластового давления на изменение фильтрационно-емкостных свойств терригенных пород-коллекторов в процессе разработки месторождений нефти и газа // Геология нефти и газа. – 1997. - № 5. - www.geolib.ru.

Гутман И.С. Методы подсчета запасов нефти и газа. - М.: Недра, 1985. – 223 с.

Добрынин В.М. Деформация и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа. - М.: Недра, 1970. – 239 с.

Зиновкина Т.С. Применение дисперсионного анализа для определения начальной отметки водонефтяного контакта залежи // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. - № 6. - С. 67-70.

Зиновкина Т.С. Об изменении пористости коллекторов в процессе разработки нефтяных месторождений // Нефтяное хозяйство. - 2012. - №8. - С. 132-135.

Зиновкина Т.С. Оценка возможной нефтеотдачи залежи Массив месторождения Алиан // Известия ВУЗов. Нефть и газ. – 2013. - № 1. - С. 60-65.

Иванова М.М., Чоловский И.П., Брагин Ю.И. Нефтегазопромысловая геология. - М.: Недра, 2000. - 414 с.

Лысенко В.Д. Разработка нефтяных месторождений. Проектирование и анализ. - М.: Недра, 2003. - 638 с.

Михайлов Н.Н. Физика нефтяного и газового пласта. Том 1. - М.: МАКС Пресс, 2008. – 448 с.

Сидоров А.А. Изменение емкостных и фильтрационных свойств пористых сред при их деформировании // Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа. - 2000. - №5. - <http://www.oilnews.ru>.

Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М.: Недра, 1985. – 308 с.

Чоловский И.П., Брагин Ю.И. Промыслово-геологический контроль разработки месторождений углеводородов. - М.: Нефть и газ, 2002. - 224 с.

Zinovkina T.S.

Institute of oil and gas problems RAS, Moscow, Russia, zints@mail.ru

THE NECESSITY OF CONSIDERATION OF GEOLOGIC-PRODUCING PARAMETERS IN THE ESTIMATION OF THE HYDROCARBON RESERVES

The creation and adaptation of geological and reservoir simulation models using recent data for the entire period of development, and the reservoir parameters and fluid are initially defined and constant. They change as a result of technological influence and absence of the accounting of these changes leads to decrease in degree of reliability of received 3D geological and hydrodynamic models.

The dynamic model of the porosity ratio used to predict changes in the development of deposits, allowing to define the value of the ratio on various dates is proved. The comparison of the initial effective oil-saturated reservoir volume and initial porosity ratio defined with and without technological processes on their values is presented.

The initial volumes of hydrocarbons deposits of a considered deposit are specified and account of technological changes of geological field parameters in the construction of geological and hydrodynamic models is proved.

Keywords: *porosity ratio, deposits volume, reserves estimation, geological and hydrodynamic model of reservoir.*

References

Abasov M.T., Dzhevanshir R.D., Imanov A.A., Dzhalalov G.I. *O vlijanii plastovogo davlenija na izmenenie fil'tracionno-emkostnyh svojstv terrigenykh porod-kollektorov v processe razrabotki mestorozhdenij nefti i gaza* [Influence of reservoir pressure on change of the filtration and capacity properties of terrigenous reservoir rocks in the development oil and gas fields]. *Geologija nefti i gaza*, 1997, No. 5. - www.geolib.ru.

Cholovskij I.P., Bragin Ju.I. *Promyslovo-geologicheskij kontrol' razrabotki mestorozhdenij uglevodorodov* [Downhole geological control of hydrocarbon fields]. Moscow: Neft' i gaz, 2002, 224 p.

Dobrynin V.M. *Deformacija i izmenenija fizicheskikh svojstv kollektorov nefti i gaza* [Deformation and changes in the physical properties of oil and gas reservoirs]. Moscow: Nedra, 1970, 239 p.

Gutman I.S. *Metody podscheta zapasov nefti i gaza* [Methods of oil and gas reserves estimation]. Moscow: Nedra, 1985, 223 p.

Ivanova M.M., Cholovskij I.P., Bragin Ju.I. *Neftegazopromyslovaja geologija* [Petroleum geology]. Moscow: Nedra, 2000, 414 p.

Lysenko V.D. *Razrabotka neftjanyh mestorozhdenij. Proektirovanie i analiz* [Exploration of oil fields. Engineering and analysis]. Moscow: Nedra, 2003, 638 p.

Mihajlov N.N. *Fizika neftjanogo i gazovogo plasta* [Physics of oil and gas reservoir]. Issue 1, Moscow: MAKS Press, 2008, 448 p.

Sidorov A.A. *Izmenenie emkostnyh i fil'tracionnyh svojstv poristykh sred pri ih deformirovanii* [Capacity and filtration properties changing of the porous medium in their deformation] // *Vestnik nedropol'zovatelja Hanty-Mansijskogo avtonomnogo okruga*, 2000, No. 5, <http://www.oilnews.ru>.

Surguchev M.L. *Vtorichnye i tretichnye metody uvelichenija nefteotdachi plastov* [Secondary and tertiary EOR methods]. Moscow: Nedra, 1985, 308 p.

Zinovkina T.S. *Ob izmenenii poristosti kollektorov v processe razrabotki neftjanyh mestorozhdenij* [Change reservoirs porosity in the development of oil fields]. *Neftjanoe hozjajstvo*, 2012, No. 8, p. 132-135.

Zinovkina T.S. *Ocenka vozmozhnoj nefteotdachi zalezhi Massiv mestorozhdenija Alian* [Assessment of possible oil recovery of Massiv deposits of the Alian field]. *Izvestija VUZov. Neft' i gaz*, 2013, No. 1, p. 60-65.

Zinovkina T.S. *Primenenie dispersionnogo analiza dlja opredelenija nachal'noj otmetki vodoneftijanogo kontakta zalezhi* [Application of the dispersive analysis to determine the initial field oil-water contact.]. *Geologija, geofizika i razrabotka neftjanyh i gazovyh mestorozhdenij*, 2011, No. 6, p. 67-70.

© Зиновкина Т.С., 2014.