

РЕТРОСПЕКТИВНЫЙ АНАЛИЗ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИЗУЧЕННОСТИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ДЛЯ ОЦЕНКИ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЕЙ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ КРУПНЫХ ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

УДК 622.279.5.001.42

С.А. Кирсанов, к. т. н., ПАО «Газпром» (Санкт-Петербург, РФ)

А.И. Пономарев, д. т. н., ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» (УГНТУ) (Уфа, Республика Башкортостан, РФ)

А.В. Меркулов, ООО «Газпром добыча Ямбург» (Новый Уренгой, РФ)

Т.В. Сопнев, ООО «Газпром добыча Ямбург»

Р.Л. Кожухарь, ООО «Газпром добыча Ямбург»,

R.Kozhukhar@ygd.gazprom.ru

А.А. Востриков, ООО «ТюменНИИгипрогаз» (Тюмень, РФ)

В статье предложена методика выявления зон месторождения и геологических параметров, характеризующихся высокой степенью неопределенности. Суть методики заключается в последовательном геологическом и гидродинамическом моделировании с различным объемом исходных данных геофизических исследований скважин (ГИС). По результатам моделирования проводится оценка изменения геологических запасов, подсчетных параметров, а также показателей разработки от одной реализации модели к другой.

Применение методики позволяет выявить зоны месторождения с высокой геологической неопределенностью, в которых в дальнейшем можно планировать работы по уточнению геологического строения. Преимуществом предложенного ретроспективного анализа перед другими методами выявления геологических неопределенностей является совмещение результатов геологического и гидродинамического моделирования, что позволяет с высокой точностью локализовать зоны месторождения с высокими рисками неподтверждения геологического строения.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ, МОДЕЛИРОВАНИЕ И МОНИТОРИНГ РАЗРАБОТКИ, ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ, ПОДЪЕМ ГАЗОВОДОЯНОГО КОНТАКТА, АНАЛИЗ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ.

Геологическое строение является важнейшим фактором, влияющим на проектирование разработки месторождения. Однако достоверно геологическое строение месторождения нельзя определить даже после завершения промышленной разработки. Это связано с наличием большого количества факторов, возникающих уже на этапе формирования ловушки [1], которые приводят к неоднородности коллектора. При этом фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) могут варьиро-

ваться как по площади, так и по разрезу залежи в широком диапазоне. Процессы миграции и аккумуляции при формировании месторождения приводят к образованию неоднородностей в характере насыщения [2]. Неопределенными зачастую также остаются как количественный параметр насыщения (коэффициент насыщения), так и его качественный аспект (границы контактов). Совокупность этих процессов приводит к образованию микро- и макронеоднородностей [3],

оказывающих существенное влияние на процессы фильтрации в пласте.

При проектировании системы разработки месторождения возникают два основных вопроса, связанных с неопределенностями геологического строения месторождения. Во-первых, важно понять, как эти неопределенности повлияют на процесс разработки месторождения [4–6]. В указанных работах рассчитаны технологические показатели разработки месторождений при различных

Kirsanov S.A., Ph.D. in Engineering Sciences, Gazprom PJSC (Saint Petersburg, RF)

Ponomarev A.I., Doctor of Engineering Sciences, Federal State Budgetary Educational «Institution of Higher Professional Education Ufa State Petroleum Technological University» (USPTU) (Ufa, Republic of Bashkortostan, RF)

Merkulov A.V., Gazprom Dobycha Yamburg LLC (New Urengoy, RF)

Sopnev T.V., Gazprom Dobycha Yamburg LLC

Kozhukhar R.L., Gazprom Dobycha Yamburg LLC, R.Kozhukhar@ygd.gazprom.ru

Vostrikov A.A., TyumenNllgiprogaz LLC (Tyumen, RF)

Post-event analysis of the state of geological exploration of fields for the purpose of assessing design uncertainties when developing large gas fields

The article proposes a method for the identification of fields and geological parameters which are marked by a high degree of uncertainty. The nature of the method lies in a successive geological and hydrodynamic modeling with various volumes of initial geophysical well survey (GWS) data. Following the results of the modeling, one will assess the changes of geological reserves, volumetric parameters and development parameters from one implementation of the model to another.

The use of this method allows identifying fields with a high degree of uncertainty where one may plan works on the specification of the geological structure in the future. The advantage of the proposed post-event analysis over other methods for the identification of geological uncertainties lies in the alignment of the results of the geological and hydrodynamic modeling which allows finding fields with high risks of the disconfirmation of the geological structure with a high degree of accuracy.

KEY WORDS: GEOLOGICAL MODELING, DEVELOPMENT MODELING AND MONITORING, FORMATION PRESSURE, GAS-WATER CONTACT UPHEAVAL, ANALYSIS OF UNCERTAINTY.

вариантах геологического строения.

Вторая задача связана с необходимостью определения вероятности, степени варьирования и, по возможности, локализации мест, характеризующихся наличием геологической неопределенности. Решение этой задачи позволит планировать дальнейшие задачи, связанные с геологоразведочными работами, а также определить зоны месторождения с высоким риском невыполнения проектных решений по разработке.

В различных работах предлагается несколько видов анализа неопределенностей геологического строения, которые могут с успехом применяться на месторождениях с различной степенью изученности. Наибольшее распространение получили методы многовариантного моделирования [7–10]. Их суть заключается в изменении различных параметров, участвующих в построении геологической модели (ранг вариограмм, тренды, средние и граничные значения), затем по данным многовариантного

моделирования определяется наиболее вероятная величина начальных геологических запасов. Другим методом контроля качества построения геологической модели является метод палеофациальной реконструкции [11, 12]. Информация, полученная по результатам данного метода, дополняет обычный перечень данных, используемых при геологическом моделировании (геофизические исследования скважин (ГИС), сейсмические данные и т. д.). Новые данные могут быть использованы как в качестве трендов и границ фаций при построении геологической модели, так и для проверки уже построенной геологической модели. Самым объективным способом проверки точности построения геологической модели является сопоставление новых геологических данных с геологической моделью [13]. К этому же методу можно отнести и исключение из построения некоторых скважин, которые в дальнейшем используются для контроля качества построения геологической мо-

дели. Все эти методы [7–13] заключаются в использовании новой геологической информации либо уже имеющейся, но не использовавшейся при построении геологической модели. Одновременно эти подходы применяются и для проверки качества построения модели, определения возможных рисков, связанных с геологическим строением, и непосредственно для построения уточненной модели.

Для разрабатываемых месторождений есть множество других способов определения качества построения геологической модели и оценки достоверности величины геологических запасов. В первую очередь, оценка качества расчета запасов может быть проведена по методу материального баланса [14, 15]. Этот метод наиболее распространен и регулярно выполняется при анализе разработки месторождения. Однако, несмотря на широкое использование, данный метод имеет существенный недостаток: применяя его, можно оценить только один параметр – начальные

Таблица 1. Критерий распределения скважин по группам

Номер группы	Периоды строительства скважин (ретроспективного анализа)	Число скважин в группе	Характеристика плотности сетки скважин*
1	11.10.1965–08.03.1993	73	2016
2	11.10.1965–28.08.2003	146	1564
3	11.10.1965–25.01.2005	219	1340
4	11.10.1965–01.01.2016	291	1074

* Среднее значение удаленности точек пласта (в пределах контура газоносности) от скважин.

геологические запасы, и только по месторождению в целом.

Еще одним способом оценки качества построения геологической модели является воспроизведение динамики добычи продукции на гидродинамической модели с подбором формы вариограмм геологических параметров по результатам воспроизведения истории разработки [16]. В работе [17] рассмотрен способ совмещения многовариантного моделирования и оценки качества воспроизведения технологических показателей на различных реализациях геологических параметров. Таким образом, наиболее оптимальный вариант геологической модели подбирается не по статистическим критериям [7–10], а по соответствию фактических и расчетных показателей разработки. Данные результатов газодинамических исследований (ГДИ) скважин также могут быть использованы для контроля качества построения геологической модели [18]. Из геологической модели крупной залежи создаются секторные модели для детального воспроизведения ГДИ скважин на гидродинамической модели, и далее по совпадению расчетных и фактических показателей исследования скважин делается заключение о качестве геологической модели. В работе [19] оценивается совпадение расчетных и фактических показателей разработки месторождений, и по результатам сопоставления предлагается подбирать параметры, оказывающие влияние на разработку месторождения, но характеризующиеся

наибольшей неопределенностью. К таким параметрам авторы относят двойную пористость и влияние трещин на процессы фильтрации, кривые относительных фазовых проницаемостей, соленость пластовой воды и т. д.

Выявление зон месторождения с высоким уровнем неопределенности геологического строения может также быть выполнено с применением ретроспективного анализа геологической изученности. Суть анализа заключается в прослеживании динамики изменения подсчетных параметров и текущих показателей разработки месторождения при изменении фонда скважин, участвующего в построении геологической модели, который делится на группы по периодам строительства скважин. Это делается в целях оценки влияния объема данных ГИС на степень соответствия геологических параметров показателям разработки в рассматриваемые периоды изучения месторождения.

Методика проведения ретроспективного анализа геологической изученности месторождения была опробована на сеноманской залежи Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ). Для этого проведена серия расчетов с построением геологической и гидродинамической моделей месторождения с различными объемами исходных данных ГИС. Для этого все скважины были разделены на четыре группы по периодам строительства (табл. 1).

Периоды строительства скважин подбирались таким образом,

чтобы в каждой последующей группе число скважин возрастало на 73 ед. В качестве дополнительного варианта выполнен расчет геологической и гидродинамической моделей с учетом строительства двух транзитных скв. 226 и 229, в которых был проведен полный комплекс ГИС и которые изначально не участвовали при построении геологической модели.

Для возможности сравнения геологических моделей друг с другом создан алгоритм построения геологической модели, в котором для различных объемов результатов интерпретации ГИС (РИГИС) выполняются одинаковые математические операции. При этом все двух- и трехмерные тренды, используемые при моделировании, обновляются в соответствии с используемым набором РИГИС. Для всех геологических моделей использовались одни и те же петрофизические зависимости.

Результаты построения геологических моделей и изменения основных подсчетных параметров и запасов газа представлены на рис. 1–3. По динамике изменения коэффициента пористости прослеживается тенденция к уменьшению разницы между средним значением коэффициента пористости по данным ГИС и по трехмерной модели с увеличением числа скважин, участвующих в построении модели (рис. 1). Динамика изменения коэффициента газонасыщенности не имеет выраженного направления: в зависимости от числа скважин средняя газонасыщенность как

по скважинам, так и в среднем по трехмерной модели то увеличивается, то уменьшается (рис. 2). Отсутствие связи в точности определения параметра газонасыщенности при увеличении объема РИГИС по скважинам в определении параметра газонасыщенности объясняется тем, что расчет параметра газонасыщенности зависит и от пористости, и от высоты точки определения над газодляным контактом (ГВК), поскольку в залежи присутствует переходная зона. При этом высота переходной зоны выдержана по площади залежи, а общая толщина пласта изменяется. Поэтому в зависимости от расположения скважины средняя газонасыщенность по ГИС будет изменяться: на периферии средняя газонасыщенность ниже за счет большей доли переходной зоны, а в купольной части месторождения – выше, поскольку доля вскрытой переходной зоны в профиле вертикальной скважины ниже. Применительно к сеноманской залежи Заполярного НГКМ это значит, что при увеличении числа скважин, участвующих в построении геологической модели, с 219 до 291 большая часть 72 новых скважин приходится на купольную часть залежи, характеризующуюся высокой степенью изученности и повышенным средним значением газонасыщенности. Поэтому данные по этим 72 скважинам незначительно уточнили среднюю газонасыщенность по месторождению, а вот средняя газонасыщенность по скважинным данным выросла.

Газонасыщенный объем залежи при одинаковом структурном каркасе зависит от соотношения параметра «коллектор/неколлектор». Из рис. 3 следует, что при увеличении числа скважин, участвующих в построении геологической модели, с 73 до 219 объем газонасыщенных пород значительно снизился и далее практически не изменяется. Это свидетельствует о достаточно вы-

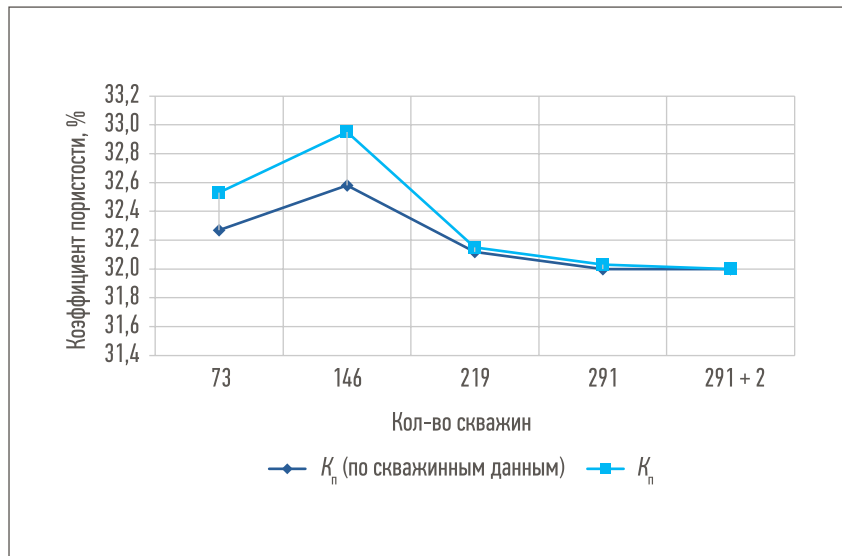


Рис. 1. Изменение коэффициента пористости в зависимости от числа скважин, участвующих в построении геологической модели

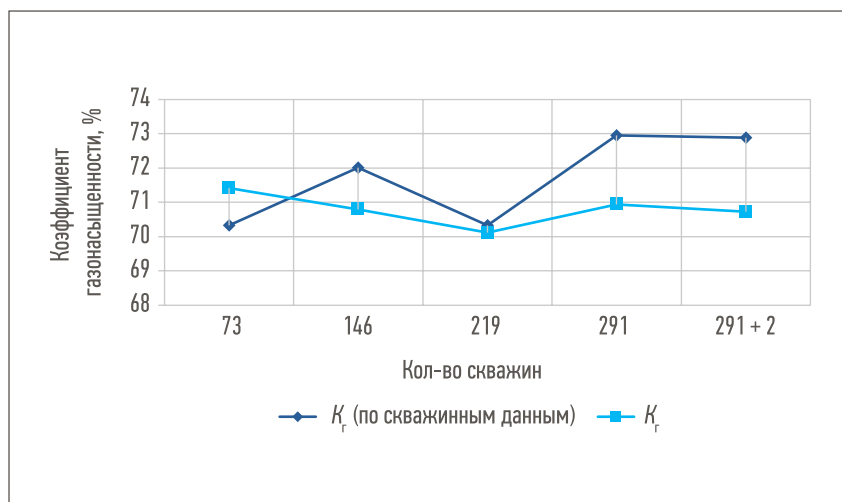


Рис. 2. Изменение коэффициента газонасыщенности в зависимости от числа скважин, участвующих в построении геологической модели



Рис. 3. Изменение объема газонасыщенных пород в зависимости от числа скважин, участвующих в построении геологической модели

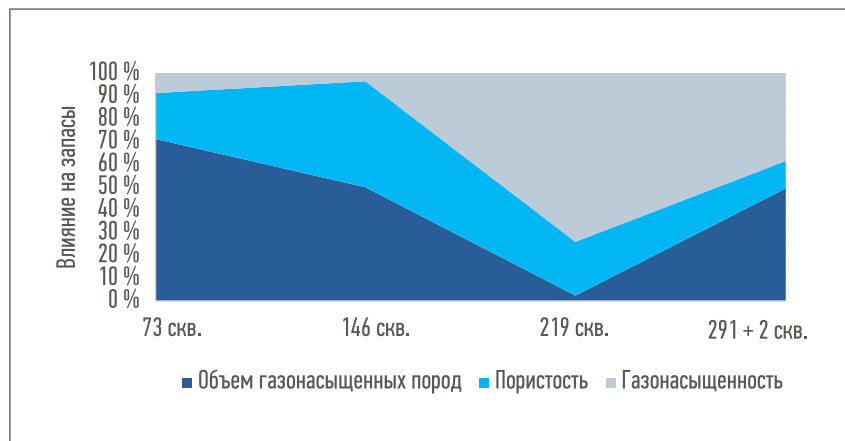


Рис. 4. Долевое влияние геологических параметров на отклонение величины запасов газа от «точных» (определенных по 291 скважине)

сокой достоверности определения соотношения параметра «коллектор/неколлектор».

Запасы газа по аналогии с объемом газонасыщенных пород изменяются значительно при увеличении числа скважин с 73 до 219. Однако при увеличении числа скважин с 219 до 293 изменение запасов происходит в пределах 1% (рис. 3).

На рис. 4 представлено влияние различных геологических параметров на геологические запасы газа при различной степени изученности месторождения, из которого следует значительное снижение влияния объема газонасыщенных пород на запасы

газа при увеличении числа скважин, участвующих в построении геологической модели. Долевое влияние коэффициента пористости на отклонение величины запасов от «точных» (определенных по 291 скважине) в среднем составляет 25% и заметно снижается в процессе изучения месторождения. Газонасыщенность, напротив, оказывает незначительное влияние на оценку геологических запасов газа на начальных этапах изучения месторождения, однако при уплотнении сетки скважин параметр «коллектор/неколлектор» и коэффициент пористости отходят на второй план, и основное влияние на геологические запасы

газа оказывает именно коэффициент газонасыщенности. Рост влияния объема газонасыщенных пород на величину запасов газа при введении двух дополнительных скважин объясняется тем, что по скв. 229 коэффициент песчаности значительно ниже среднего по месторождению и составляет всего 53% при среднем значении по месторождению 75%. Низкое значение коэффициента песчаности по скв. 229 объясняется либо попаданием скважины в локальную глинизированную зону, либо недостоверными данными ГИС.

Далее ретроспективный анализ влияния геологической изученности на показатели разработки месторождения проводится с применением гидродинамических моделей. Для этого построенные ранее трехмерные распределения геологических параметров для каждого из периодов изучения месторождения экспортируются в гидродинамический симулятор. Сопоставление результатов моделирования с фактическими данными разработки сеноманской залежи Заполярного НГКМ осуществлялось по трем основным показателям: пластовому давлению в зоне размещения эксплуатационных скважин, величине подъема ГВК, пластовому

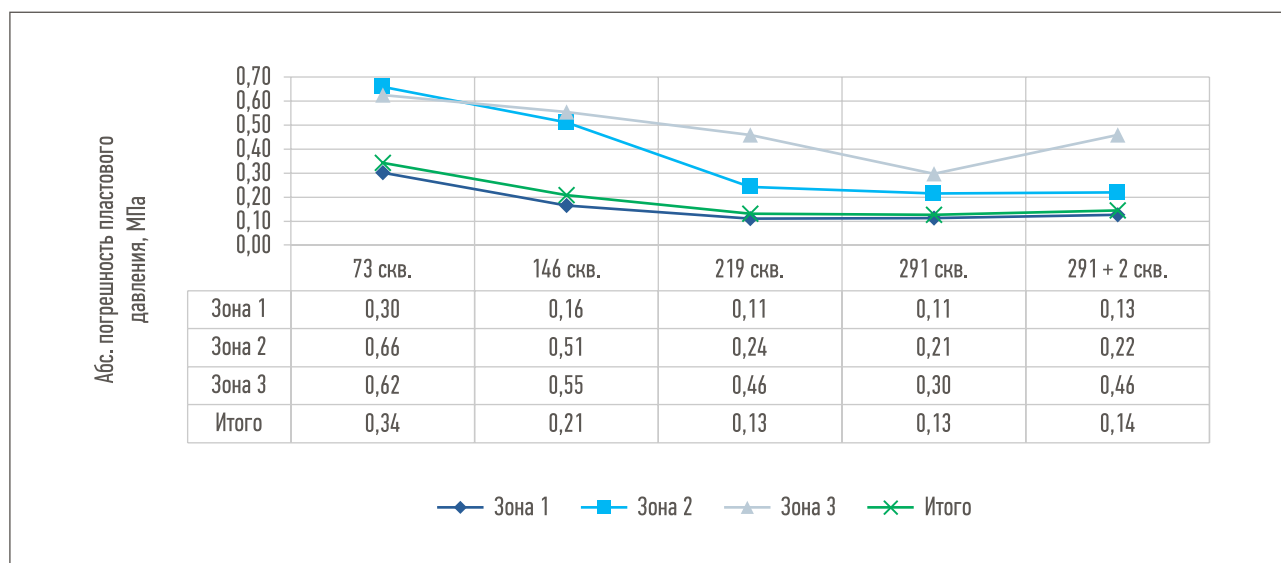


Рис. 5. Средняя погрешность расчета пластового давления по гидродинамической модели по зонам месторождения

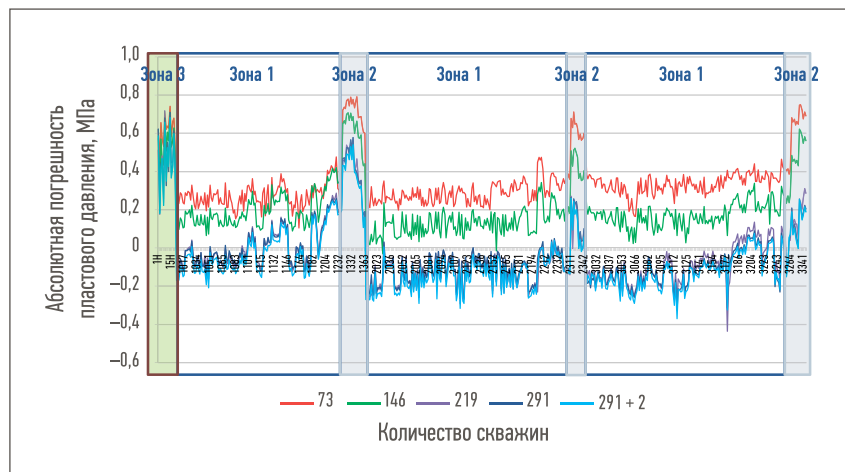


Рис. 6. Средняя погрешность расчета пластового давления по гидродинамической модели

давлению по пьезометрическим скважинам.

Для анализа результатов расчета пластового давления по отдельным зонам залежи все скважины были разделены на три категории: эксплуатационные скважины в купольной части залежи; эксплуатационные скважины на периферии эксплуатационной зоны; перфорированные наблюдательные скважины за пределами эксплуатационной зоны залежи. Результаты расчетов на гидродинамических моделях по отдельным зонам залежи показаны на рис. 5, а на рис. 6 представлены погрешности опре-

деления пластового давления по отдельным скважинам.

Из рис. 5 следует, что погрешность расчета пластового давления с увеличением числа скважин, участвующих в построении геологической модели, снижается по всем зонам залежи. В то же время по всем зонам темп снижения погрешности пластового давления довольно сильно варьирует. По первой зоне погрешность плавно снижается при увеличении числа скважин от 73 до 219 и практически не изменяется при увеличении числа скважин с 219 до 291. По периферийным эксплуатационным скважинам,

находящимся во второй зоне, погрешность расчета пластового давления в первые три периода ретроспективного анализа существенно снижается, однако, как и для первой зоны, в четвертый период с увеличением числа скважин с 219 до 291 дальнейшего снижения погрешности не наблюдается. По скважинам третьей зоны отмечается самая высокая погрешность расчета пластового давления, которая незначительно снижается при увеличении степени изученности месторождения.

При добавлении в модели информации по двум дополнительным скв. 226 и 229 погрешность расчета пластового давления во второй и третьей зонах несколько снизилась, по первой зоне – несколько возросла.

Разнонаправленная динамика погрешности расчета пластового давления по разным зонам залежи свидетельствует о том, что текущее представление о геологическом строении залежи не вполне соответствует реальному распределению запасов газа по ее площади.

Анализ подъема ГВК также проводился отдельно по группам скважин. Скважины были разделены по степени удаленности от эксплуатационных скважин: первая группа – непосредствен-

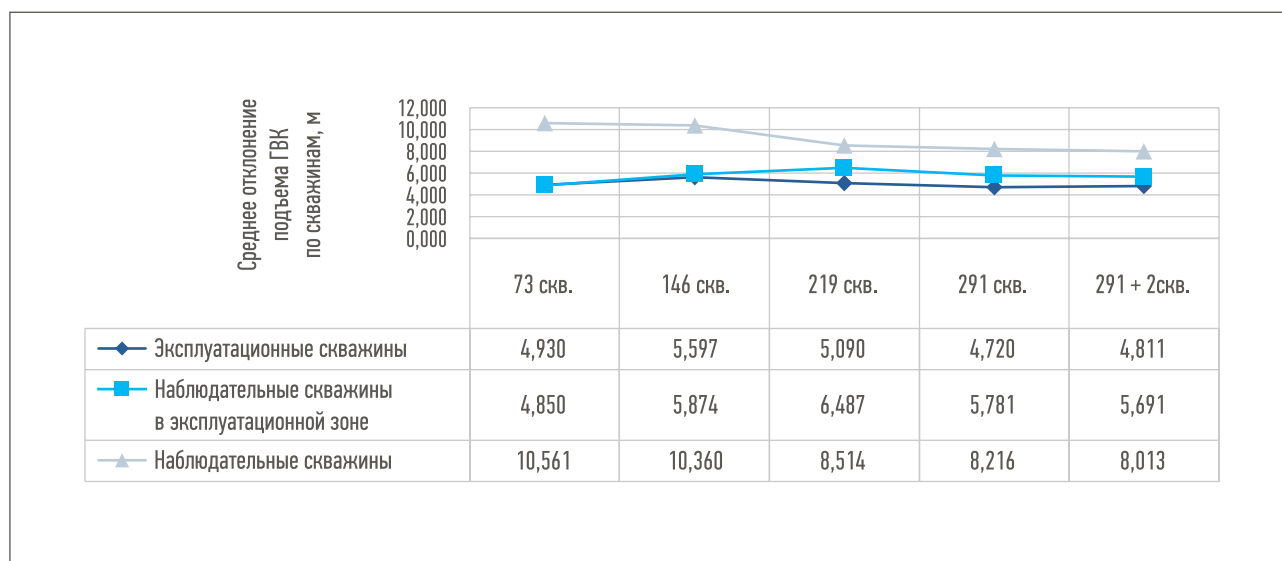


Рис. 7. Среднее абсолютное отклонение отметки ГВК по результатам трехмерного моделирования и данным ГИС

Таблица 2. Средняя абсолютная погрешность расчета пластовых давлений в пьезометрических скважинах, МПа

Номер скважины	Число скважин					Примечание
	73	146	219	291	291 + 2	
10P	2,42	2,602	2,909	2,866	2,93	Купольная часть
16P	0,21	0,205	0,164	0,293	0,26	Периферийная часть
3P	0,279	0,123	0,293	0,265	0,167	Периферийная часть
6P	0,417	0,31	0,016	0,147	0,108	Периферийная часть
7P	1,029	1,19	1,511	1,532	1,569	Купольная часть
31-NG	0,848	1,048	1,372	1,377	1,41	Купольная часть
1040	1,109	1,242	1,484	1,42	1,439	Купольная часть

но эксплуатационные скважины, вторая – наблюдательные кустовые скважины и наблюдательные скважины внутри эксплуатационной зоны, третья – наблюдательные скважины в периферийной части залежи.

На рис. 7 показано среднее абсолютное отклонение расчетного уровня ГВК от фактических данных замеров ГИС. Отметим, что снижения погрешности определения ГВК с увеличением степени изученности месторождения не наблюдается.

Важно отметить, что средний подъем ГВК по скважинам первой группы составил 6,6 м, по второй – 6,3 м, по третьей – 10,8 м. Таким образом, при расчете ГВК по гидродинамической модели залежи, построенной по данным 291 скважины, возникают относительные погрешности определения ГВК от 70 до 90 % в среднем по группам скважин. Характер внедрения воды в залежь по гидродинамической модели также очень сильно отличается от фактических данных ГИС: на модели внедрение воды происходит преимущественно по вертикали, как следствие, самый большой подъем ГВК происходит по скважинам первой группы, а по данным ГИС, основное внедрение воды происходит по латерали, поэтому некоторые наблюдательные скважины на периферии обводнены практически до кровли, хотя по эксплуатационным скважинам сильного подъема ГВК не фиксируется.

Помимо абсолютной отметки ГВК о степени гидродинамической связи газонасыщенной и водонасыщенной зон залежи можно судить по сопоставлению замеров пластового давления в пьезометрических скважинах (табл. 2).

В данном случае увеличение числа скважин, участвующих в построении математических моделей, только увеличивает погрешность определения пластового давления по пьезометрическим скважинам, находящимся в купольной части залежи. По пьезометрическим скважинам, находящимся на периферии, погрешность определения пластового давления по модели залежи гораздо ниже, чем по скважинам в купольной ее части, при этом она незначительно снижается либо не изменяется (скв. 16P) с увеличением объема информации.

ВЫВОДЫ

Ретроспективный анализ изученности сеноманской залежи Заполярного НГКМ позволяет сделать следующие выводы относительно эволюции качества ее геологической и гидродинамической моделей.

1. Подсчетные параметры и запасы газа определены достаточно достоверно, при этом наибольшей неопределенностью характеризуется коэффициент газонасыщенности. Учитывая применяемую на газовых месторождениях редкую и неравномерную сетку скважин,

некоторую неопределенность геологическому строению добавляют локальные глинизированные зоны, что показали результаты интерпретации ГИС скв. 229, однако эти зоны не оказывают существенного влияния на средние значения подсчетных параметров залежи.

2. Характер внедрения воды в гидродинамической модели показал очень низкую точность определения уровня ГВК. По результатам моделирования не удалось даже повторить преимущественно латеральное внедрение воды, фиксируемое по данным ГИС. Это говорит о высоком уровне неопределенности как в геологическом строении водонасыщенной части залежи, так и в гидродинамической связи водонасыщенной и газонасыщенной частей залежи.

3. Погрешность расчета пластового давления по наблюдательным (периферийным) и эксплуатационным (куповольным) скважинам продемонстрировала заниженные запасы в купольной части залежи и завышенные – на периферии. Однако сложившаяся картина также может быть объяснена неверно определенной связанностью периферийной и купольной частей залежи, особенно в районе новых скважин УКПГ-1С (кусты 131–136). Самая слабая динамика по снижению погрешности пластового давления зафиксирована в юго-восточной части залежи (район куста 134). ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Карлович И.А. Геология. М.: Академический проект «Трикта», 2005. 704 с.
2. Акрамходжаев А.М. Нефть и газ – продукты преобразования органического вещества. М.: Недра, 1982. 261 с.
3. Пономарев А.И. Повышение эффективности разработки залежей углеводородов в низкопроницаемых и слоистых коллекторах. Новосибирск: СО РАН, 2007. 232 с.
4. Кирсанов С.А., Зинченко И.А., Красовский А.В. Учет геологических рисков при проектировании разработки месторождений природного газа // Вестник ЦКР Роснедра. 2014. № 2. С. 44–49.
5. Боженюк Н.Н., Бабынин П.А., Вознюк С.А. Многовариантная адаптация гидродинамической модели в условиях неопределенности входных данных // Бурение и нефть. 2015. № 6. С. 55–58.
6. Нишонов Т.Ф. Подходы к оптимизации разработки нефтегазовых месторождений в условиях неопределенности исходных данных // Инженерная практика. 2015. № 5. С. 42–46.
7. Алымова М.В. Трехмерное многовариантное моделирование строения месторождения нефти и газа с целью снижения геологических рисков // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2014. № 5. С. 14–20.
8. Потехин Д.В., Путилов И.С. Количественное обоснование параметров многовариантного моделирования для повышения достоверности трехмерных геологических моделей нефтяных месторождений // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2014. № 2. С. 18–21.
9. Алымова М.В. Вероятностная оценка начальных разведанных геологических запасов нефти на основе многовариантного 3D-моделирования (на примере месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции) // Геология нефти и газа. 2014. № 4. С. 72–83.
10. Кирсанов А.Н., Зинченко И.А., Кирсанов С.А. Технология подсчета и дифференциации запасов газа по качеству терригенных коллекторов // Газовая промышленность. 2004. № 10. С. 28–34.
11. Парначев С.В., Жуковская Е.А., Кравченко Г.Г. и др. Фациально-ориентированные геологические модели как фактор снижения неопределенностей геологического строения нефтяных месторождений Западной Сибири // Нефтяное хозяйство. 2011. № 3. С. 26–30.
12. Мустафин И.Г., Абабков К.В., Ахметзянов Р.В. Применение палеофациальной реконструкции при геологическом моделировании // Мат-лы VIII науч.-практ. конф. «Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО». Ханты-Мансийск, 2005. С. 415–421.
13. Мурадов Э.М. Использование геолого-промысловых показателей вновь пробуренной скважины при оценке запасов углеводородов месторождения Нефть Дашлары // Каротажник. 2013. № 6. С. 24–31.
14. Сергеев В.Л., Наймушин А.Г. Оценка извлекаемых запасов газовых и газоконденсатных месторождений адаптивным методом падения давления // Газовая промышленность. 2013. Спецвып. № 2 (692). С. 79–81.
15. Лапердин А.Н., Ефремов А.А., Хилько В.А. Анализ эффективности методов подсчета запасов газа для разрабатываемых залежей севера Западной Сибири // Наука и ТЭК. 2011. № 5. С. 79–82.
16. Байков В.А., Емченко О.В., Рощектаев А.П., Яковлев А.А. Геологическое многофакторное моделирование на примере Приобского месторождения // Вестник ЦКР Роснедра. 2010. № 1. С. 27–32.
17. Баишев Р.В., Купарев Д.А., Кривина Т.Г. Выбор варианта геологической модели при стохастическом моделировании газоконденсатного месторождения Шахпахты // Нефтепромысловое дело. 2009. № 12. С. 28–31.
18. Байков В.А., Безруков А.В., Бикбулатов С.М. и др. Использование данных нормальной эксплуатации скважин для устранения неопределенности при геостохастическом моделировании // Нефтяное хозяйство. 2009. № 11. С. 16–19.
19. Судаков В.А., Андреев А.Г., Бондарева О.Е. Геолого-гидродинамическое моделирование и пути его улучшения // Нефть. Газ. Новации. 2013. № 1. С. 40–44.

REFERENCES

1. Karlovich I.A. Geology. Moscow, Academic Project «Trikska», 2005, 704 p. (In Russian)
2. Akramkhodzhaev A.M. Oil and Gas are the Alteration Products of Organic Substances. Moscow, Nedra, 1982, 261 p. (In Russian)
3. Ponomarev A.I. Increasing the Efficiency of Hydrocarbon Field Development in Low Permeability and Layered Reservoirs. Novosibirsk, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, 2007, 232 p. (In Russian)
4. Kirsanov S.A., Zinchenko I.A., Krasovsky A.V. Accounting Geological Risks when Designing Natural Gas Field Development. Vestnik TsKR Rosnedra = Bulletin of the Central Committee for Development Rosnedra, 2014, No. 2, P. 44–49. (In Russian)
5. Bozhenyuk N.N., Babyinin P.A., Voznyuk S.A. Multi-Variant Adaptation of the Hydrodynamic Model in the Context of Uncertainty of Input Data. Burenie i neft' = Drilling and Oil, 2015, No. 6, P. 55–58. (In Russian)
6. Nishonov T.F. Approaches to Optimizing Oil and Gas Field Development in the Context of Uncertainty of Initial Data. Inzhenernaya praktika = Engineering Practice, 2015, No. 5, P. 42–46. (In Russian)
7. Alymova M.V. Three-Dimensional Multi-Variant Modeling of the Structure of an Oil and Gas Field for the Purpose of Mitigating Geological Risks. Geologiya, geofizika i razrabotka neftnyanykh i gazovykh mestorozhdenii = Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields, 2014, No. 5, P. 14–20. (In Russian)
8. Potekhin D.V., Putilov I.S. Quantitative Substantiation of the Multi-Variant Modeling Parameters for the Purpose of Increasing the Reliability of Three-Dimensional Geological Models of Oil Fields. Territorija NEFTEGAS = Oil and Gas Territory, 2014, No. 2, P. 18–21. (In Russian)
9. Alymova M.V. Probabilistic Assessment of the Initially Explored Geological Oil Reserves Based upon the Three-Dimensional Multi-Variant Modeling (as Exemplified by the Fields of the Timano-Pechorskaya Oil and Gas Bearing Province). Geologiya nefti i gaza = Oil and Gas Geology, 2014, No. 4, P. 72–83. (In Russian)
10. Kirsanov A.N., Zinchenko I.A., Kirsanov S.A. Technology for Calculating and Differentiating the Gas Reserves by Quality of Terrigenous Reservoirs. Gazovaya promyshlennost' = Gas Industry, 2004, No. 10, P. 28–34. (In Russian)
11. Parnachev S.V., Zhukovskaya E.A., Kravchenko G.G., et al. Facially Oriented Geological Model as a Factor of Decreasing the Uncertainties of the Geological Structure of Oil Fields of Western Siberia. Neftyanoe khozyaistvo = Oil Industry, 2011, No. 3, P. 26–30. (In Russian)
12. Mustafin I.G., Ababkov K.V., Akhmetzyanov R.V. Use of the Paleofacial Reconstruction in the Course of Geological Modeling. In: Materials of the 8th Research and Practical Conference «Ways to Fulfill the Oil and Gas Potential of Khanty-Mansi Autonomous Okrug». Khanty-Mansiysk, 2005, P. 415–421. (In Russian)
13. Muradov E.M. Use of Geological and Field Parameters of a Newly Drilled Well when Assessing the Hydrocarbon Reserves of the Oil Rocks Field. Karotazhnik = Karotazhnik, 2013, No. 6, P. 24–31. (In Russian)
14. Sergeev V.L., Naymushin A.G. Assessment of the Recovered Gas and Gas Condensate Reserves with the Use of the Pressure Drop Adaptive Method. Gazovaya promyshlennost' = Gas Industry, 2013, Special Issue No. 2 (692), P. 79–81. (In Russian)
15. Laperdin A.N., Efreimov A.A., Khilko V.A. Analyzing the Efficiency of the Gas Reserve Calculation Methods when Developing Deposits of the North of Western Siberia. Nauka i TEK = Science and Fuel and Energy Complex, 2011, No. 5, P. 79–82. (In Russian)
16. Baykov V.A., Emchenko O.V., Roshchektaev A.P., Yakovlev A.A. Geological Multi-Factor Modeling as Exemplified by the Priobskoye Field. Vestnik TsKR Rosnedra = Bulletin of the Central Committee for Development Rosnedra, 2010, No. 1, P. 27–32. (In Russian)
17. Baishiev R.V., Kuparev D.A., Krivina T.G. Selecting a Geological Model during the Stochastic Modeling of the Shakhpakhty Gas Condensate Field. Neftepromyslovoe delo = Oil Field Engineering, 2009, No. 12, P. 28–31. (In Russian)
18. Baykov V.A., Bezrukov A.V., Bikbulatov S.M., et al. Use of Well Normal Operation Data for the Purpose of Eliminating Uncertainty during the Stochastic Modeling. Neftyanoe khozyaistvo = Oil Industry, 2009, No. 11, P. 16–19. (In Russian)
19. Sudakov V.A., Andreev A.G., Bondareva O.E. Geological and Hydrodynamic Modeling and Ways to Improve it. Neft'. Gaz. Novatsii = Oil. Gas. Innovation, 2013, No. 1, P. 40–44. (In Russian)