

УДК 550.812.14

## ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ КАЧЕСТВА ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН НА ОБЪЕМЫ РАЗВЕДАННЫХ БАЛАНСОВЫХ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ

Катанов Юрий Евгеньевич<sup>1</sup>,  
katanov-juri@rambler.ru

Ягафаров Алик Каюмович<sup>1</sup>,  
jagafarovak@tyuiu.ru

Аристов Артем Игоревич<sup>1</sup>,  
artizzq@gmail.com

<sup>1</sup> Тюменский индустриальный университет,  
Россия, 625039, г. Тюмень, ул. Мельникайте, 70.

**Актуальность.** Традиционные методы гидродинамики достаточно однозначно позволяют выявить, насколько фактическая продуктивность пласта отличается от его потенциальной продуктивности. Такая оценка не вполне устраивала производство, особенно в условиях проведения геологоразведочных работ, где при испытании цели достижения потенциальной продуктивности объекта, как правило, не ставятся. Появление же требований экономического характера к результатам испытания еще более ограничило область ее применения. Возникла острая необходимость в создании такого методического подхода, который бы позволил оценить качество проведенных мероприятий не дискретными значениями, а по непрерывной шкале. Для этой цели авторами предложено использовать функцию «желательности», широко применяющуюся для количественной оценки качества каких-либо технологических процессов. Суть подхода состоит в преобразовании фактических показателей в безразмерную шкалу «желательности», по которой можно оценивать их качественный уровень.

**Цель:** разработка первичной геолого-технологической модели для оценки влияния качества заканчивания скважин на объемы разведанных балансовых запасов углеводородов.

**Объекты:** продуктивные отложения покурской, вартовской, мегионской и васюганской свит.

**Методы.** Исследована геологическая эффективность геологоразведочных работ на базе ретроспективного анализа. Исследована взаимосвязь между коэффициентом продуктивности, комплексным геофизическим параметром, депрессией на пласт при освоении и глубиной залегания подошвы пласта посредством ассоциативного анализа и математического моделирования. Проведено геолого-технологическое моделирование для поиска оптимальной депрессией вызова рентабельного притока углеводородов.

**Результаты.** Сформирована схема оценки качества заканчивания скважин. Получены корреляционные оптимальной депрессии на уровне значимости 0,05. Для перевода фактического коэффициента продуктивности на «качественный уровень» использована функция «желательности», в результате чего получена система уравнений для минимально рентабельного коэффициента продуктивности.

### Ключевые слова:

Продуктивность, желательность, добыча газа, свита, технология, рентабельность, фильтрация, зона дренирования, депрессионная воронка.

### Введение

В пластовых системах с замкнуто-упругим режимом эксплуатации имеется возможность исследовать проявления неньютоновских свойств в виде начального градиента давления вдоль внешней границы зоны дренирования. Наиболее сложно в этом случае выделить на разные даты исследования внешние границы контура влияния скважин, в их пределах построить карты изобар и рассчитать по ним средневзвешенное текущее пластовое давление в зоне отбора. С целью обоснованного определения внешней границы зон дренирования, в зависимости от произведенных отборов, можно проследить за характером изменения текущего пластового давления в пьезометрических скважинах, по которым имеются многолетние наблюдения [1–3].

Чтобы произвести исследование остаточных запасов газа, можно построить карту изобар по фактическим данным сеноманского продуктивного комплекса, которая хорошо опирается на контур зоны дренирования со скачком давления в несколько МПа вдоль

его внешней границы (между зоной дренирования и не вовлеченной в разработку частью отложений). В связи с данным обстоятельством далее можно оценить максимально возможную глубину и системный профиль депрессионных воронок между отдельными пьезометрическими скважинами, в точке пересечения которых разница между начальным пластовым и текущим давлением в залежах либо составляет определенное значение, либо начинает выравниваться. Такое их поведение можно объяснить, если допустить, что флюиды в пластовых условиях обладают некоторой структурой, характеризующейся начальным предельным давлением сдвига. Депрессионные воронки легко взаимодействуют друг с другом, если структура газа окажется разреженной, то есть фактическая депрессия на залежь в точке наблюдения как минимум превысит величину начального предельного давления сдвига [4, 5].

Из кривых истощения по величине перепада давления для отдельных исследуемых скважин можно сделать допущение, что между низко- и высокопро-

нищаемой среды коллектора, ввиду их специфических свойств при эксплуатации залежи, существует перепад давления, равный по своему уровню нескольким единицам МПа. Данный перепад давления преобладает в точках начала подпитки высокопроницаемой среды низкопроницаемой, которые сопоставляются с величиной начального предельного градиента сдвига. Такое допущение предполагает, что в начальный момент после освоения скважины дренируется только высокопроницаемая часть коллектора, в то время как проницаемость остальной части равна нулю. В дальнейшем, по мере увеличения перепада между ними, в пласте начинает осуществляться поступательное движение флюида по направлению к высокопроницаемому коллектору и затем к скважине. Иными словами, начиная с некоторого момента времени, достаточного для формирования необходимых перепадов давления, происходит интенсивный обмен жидкостью или процесс подпитки высокопроницаемой среды из низкопроницаемой [6].

Длительные наблюдения за изменениями текущего пластового давления в остановленных эксплуатационных скважинах показали, что в единой зоне дренирования опытного участка действительно сформировались две системы: первая из них – низконапорная, с высокими фильтрационными свойствами. При остановке скважин, дренирующих данную систему, пластовое давление восстанавливается сравнительно быстро, практически в течение первых суток. Во второй, высоконапорной системе с низкими фильтрационными свойствами пластовое давление медленно восстанавливается в течение длительного времени, до 2–3 месяцев. Разность в величинах пластовых давлений между этими системами может достигать 10 МПа и более. Возможно, флюиды обладают некоторым предельным напряжением сдвига, в основном по высоконапорной низкопроницаемой среде. Последняя в виде отдельных самостоятельных линз распределена по продуктивному комплексу сеномана. Фильтрация к скважинам осуществляется по высокопроницаемой среде, по мере истощения которой возрастает перепад давлений между низко- и высокопроницаемыми частями коллектора, а структура флюидов постепенно разрушается и в дренирование вовлекаются все новые и новые объемы залежей [7–9].

По этой причине материалы нестационарной фильтрации не дают отражения от контура, и пластовая система ведет себя как бесконечная. По этой же причине нелинейность кривых истощения, выражающаяся в замедлении темпа снижения текущего пластового давления от отбора в зоне влияния каждой скважины, обусловлена расширением контура питания с одной стороны, и увеличением объема дренирования – с другой. Тогда, если даже контур питания на дату подсчета запасов будет надежно зафиксирован, произведенный подсчет запасов следует рассматривать как оценку снизу, то есть это будет минимальный гарантированный уровень запасов. Здесь имеется в виду, что, во-первых, для длительной эксплуатации внутри зоны дренирования, как вокруг одной укрупненной скважины – пьезометра, формируется распре-

деленное поле давлений с квазиустановившимся режимом. Во-вторых, проявление начального предельного давления сдвига допускает, что внутри сколь угодно обоснованного контура питания всегда может оставаться некоторый не вовлеченный в общее дренирование объем залежи. В этом отношении любой подсчет должен рассматриваться как оценка запасов снизу [10–14].

Дополнительная помеха, снижающая достоверность оценок запасов газа, будет возникать и тогда, когда для построения карт изобар внутри сколь угодно обоснованного контура питания будут привлекаться на равных основаниях материалы по скважинам, работающим с забойными давлениями, ниже давления насыщения. В зоне, где по условиям эксплуатации залежи была реализована фильтрация газированной жидкости, восстановление текущего пластового давления после остановки скважины будет происходить настолько замедленно с остальной частью залежи, что принцип линейной интерпретации давления между зонами с упругим режимом и режимом растворенного газа, без внесения соответствующих корректив, окажется неправомерным.

#### **О методическом подходе исследования качества заканчивания скважин**

Количественной мерой производительности скважины является коэффициент продуктивности. Его величина обусловлена многими факторами, но особенно – фильтрационно-емкостными параметрами зоны, непосредственно примыкающей к забою скважины.

Фильтрационно-емкостные свойства данных зон формируются в основном на этапе вскрытия и освоения продуктивного объекта. Практика показывает, что существующий на сегодняшний день комплекс технологических мероприятий, характеризующий цикл заканчивания, в значительной мере определяет снижение фильтрационных характеристик коллектора в околоствольной области.

Часто последствия бывают настолько серьезны, что даже из высокопроницаемых интервалов не удастся получить промышленно рентабельных притоков пластового флюида.

В условиях ежегодно растущих объемов бурения и добычи нефти и газа старые технологические приемы и схемы уже перестают удовлетворять производство. Сегодня возникла острая необходимость в изыскании и разработке новых, высокоэффективных методов бурения, добычи, разработки месторождений, позволяющих обеспечить потребность отечественной экономики в углеводородном сырье.

Немаловажная роль при этом отводится и процессу заканчивания скважин. Перспективным в этой области следует считать такой комплекс мероприятий, который позволяет в наибольшей мере предотвратить или устранить негативное воздействие данного цикла строительства скважин на добычные возможности пласта.

В связи с этим правильный выбор технических или технологических решений во многом обусловлен наличием информации о степени их влияния на изменение свойств коллектора. Общепринятой на сего-

дняшний день мерой оценки такого влияния является сопоставление результатов интерпретации гидродинамических исследований двух видов: на установившихся и неуставившихся режимах фильтрации.

При обработке геолого-промысловых данных методом установившихся отборов определяется коэффициент продуктивности  $\eta_{\Phi}$  – величина, качественно характеризующая условия притока пластового флюида к забоя в прискважинной зоне пласта.

При обработке кривой восстановления давления находят коэффициент продуктивности скважины  $\eta_{\Pi}$  для удаленной части пласта. Исходя из того, что на достаточном удалении от ствола скважины свойства коллектора не претерпевают существенных изменений, величину  $\eta_{\Pi}$  принято называть потенциальным коэффициентом продуктивности.

Отношение  $\frac{\eta_{\Phi}}{\eta_{\Pi}}$  характеризует степень изменения емкостных свойств продуктивного объекта вокруг ствола и может быть косвенно связано с проведением каких-либо мероприятий на скважине.

Следовательно, по величине данного отношения возможна оценка эффективности примененных мероприятий. Такой подход традиционен, но требует уточнения.

К сожалению, любой из существующих сегодня технологий присущи недостатки, которые не позволяют рассматривать ее с точки зрения эталонности. В качестве подтверждения сказанного достаточно рассмотреть общепринятую схему заканчивания скважин в отечественной и зарубежной практике, которая условно делится на несколько этапов: вскрытие пласта бурением, спуск обсадной колонны и ее последующее цементирование, перфорация, вызов притока флюидов и дальнейшая эксплуатация.

Вскрытие продуктивности горизонта бурением приводит к необратимому нарушению начального напряженного состояния пород. Следствием такого нарушения является образование вокруг выработки поля напряжений определенной интенсивности. При реализации последующих этапов характеристики геофизического поля претерпевают изменения, но всегда отличны от первоначальных.

В горном деле установлено, что область аномалий невелика, она только в несколько раз превосходит размеры горной выработки. Вместе с тем в этой области существенно изменяются условия залегания горных пород, что может быть причиной значительных изменений их фильтрационных свойств [15, 16].

Запасы углеводородного сырья, вовлечение которых в разработку в настоящее время целесообразно, определяются как балансовые. Извлекаемые запасы – это часть балансовых запасов, которая может быть извлечена из недр при рациональном использовании технических средств и технологии добычи флюидов с учетом допустимого уровня затрат (закрывающих) и соблюдении требований по охране недр и окружающей среды [17, 18].

Поэтому промышленная эксплуатация любого объекта может осуществляться лишь при условии получения некоторой прибыли от вложения средств в

процессе добычи углеводородов. При этом минимально допустимый экономически обоснованный начальный дебит скважин определяется условием:

$$\sum_{t=1}^{15} \frac{W_a \cdot Q_t}{(1+E_h)^t} = \sum_{t=1}^{15} \frac{K_t \cdot Y_t}{(1+E_h)^t}, \quad (1)$$

где  $W_a$  – уровень замыкающих затрат на добычу углеводородов, ден. ед./т;  $Q_t$  – добыча углеводородов из скважины в  $t$ -ом году при минимально допустимом дебите, т;  $K_t, Y_t$  – соответственно, предстоящие капитальные и текущие затраты в  $t$ -ом году, связанные с эксплуатацией скважины;  $E_h$  – норматив приведения равномерных затрат и результатов; 15 – нормативный срок службы скважины, лет.

Условие (1) рассчитывается при заданной динамике коэффициента изменения добычи углеводородов за указанный период эксплуатации скважины.

Так как минимально допустимый экономически обоснованный начальный дебит скважин является одним из критериев разделения запасов углеводородов на балансовые и забалансовые, то естественно предположить, что объем балансовых запасов есть величина аддитивная, то есть:

$$Q_b = \sum_1^n Q_{b_i}, \quad (2)$$

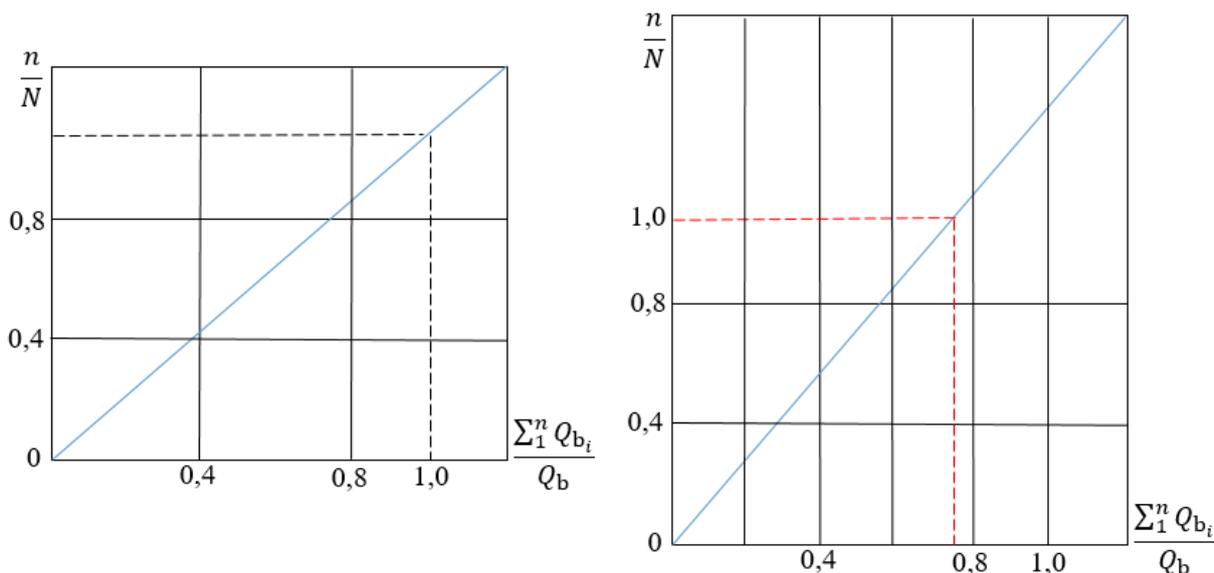
где  $Q_b$  – величина балансовых запасов по объекту;  $Q_{b_i}$  – величина балансовых запасов  $i$ -й скважины, давшей рентабельный приток и пробуренной в контуре нефтегазоносности;  $n$  – количество скважин, давших рентабельные притоки и пробуренных в контуре нефтегазоносности.

Выражение (2) можно представить графически. Если по оси  $X$  откладывать комплекс  $\frac{\sum_1^n Q_{b_i}}{Q_b}$ , где  $\sum_1^n Q_{b_i}$  берется по мере заканчивания скважин испытанием, а по оси  $Y$  – отношение  $\frac{n}{N}$ , где  $N$  – общее количество скважин, пробуренных в контуре нефтегазоносности, то графически иллюстрация должна представить собой прямую линию, являющуюся диагональю прямоугольника с соотношением сторон равным единице  $\frac{n}{N} = \frac{\sum_1^n Q_{b_i}}{Q_b} = 1$ .

В реальных же условиях не все скважины, находящиеся в контуре нефтегазоносности дают реальные притоки [19, 20]. Решение об отнесении на них балансовых запасов принимается на основании косвенных признаков: идентичности геофизических характеристик с рядом расположенными скважинами (насыщенная флюидом толщина, коэффициент пористости, коэффициент флюидонасыщенности), положение ГВК (ГНК, ВНК), поправка на качество заканчивание и т. д.

От того, насколько достоверно проведен учет косвенных признаков, зависит величина соотношения сторон прямоугольника (рис. 1).

По степени отклонения построенной кривой от единицы можно судить о мере обоснованности подготовленных к промышленному освоению балансовых (извлекаемых) запасов. Если указанное соотношение более 1, то представленные запасы завышены, если менее 1, то наоборот.



**Рис. 1.** Зависимость отношения количества скважин, давших рентабельные притоки, к общему количеству пробуренных скважин от балансовых запасов углеводородов (на примере отложений сеноманского продуктивного комплекса): слева – представленные запасы занижены; справа – представленные запасы завышены;  $\sum_{i=1}^n Q_{b_i}$  – количество балансовых запасов, приходящихся на  $n$  скважин, давших рентабельные притоки;  $Q_b$  – общие балансовые запасы по объекту

**Fig. 1.** Dependence of the ratio of the number of wells which gave profitable flows to the total number of drilled wells on the balance sheet hydrocarbon reserves (by the example of deposits of the Cenomanian productive complex); left – the represented reserves are understated; right – the represented reserves are overstated;  $\sum_{i=1}^n Q_{b_i}$  – number of balance sheet reserves attributable to  $n$  wells, which gave profitable flows;  $Q_b$  – total balance sheet reserves of the object

Для подтверждения сказанного можно привести графическую реализацию предлагаемого подхода на примере горизонта ПК<sub>1</sub> сеноманского продуктивного комплекса. Для этого общую совокупность скважин, пробуренных на контуре газоносности данного горизонта, сгруппируем в такой ряд, в котором порядковый номер каждого члена обусловлен датой заканчивания испытанием указанного объекта. В данном ряду первый член соответствует самой ранней дате, а последующие члены – более поздним датам.

Далее из данной последовательности выделим скважины, при испытании которых были получены промышленные притоки, и сгруппируем их по такому же принципу.

Указанный подход позволяет исключить фактор субъективности при построении графика. Затем для каждой скважины определяется удельный запас  $Q_{b_i}$ .

Так, для конкретного случая сеноманских отложений оценка ведется относительно объема извлекаемых запасов, утвержденных в ГКЗ, то есть величины  $Q_{rec}^{ГКЗ}$ . Поэтому для каждой скважины должен определяться удельный извлекаемый запас  $Q_{rec,i}$ .

С учетом значений  $Q_{rec}^{ГКЗ}$  и  $Q_{rec,i}$  производится расчет комплекса  $\frac{\sum_{i=1}^n Q_{rec,i}}{Q_{rec}^{ГКЗ}}$ , причем суммирование осуществляется в строгом соответствии с последовательностью расположения скважин по датам заканчивания испытаний геологического объекта.

Из аналогичных рассуждений производится вычисление параметра  $\frac{n}{N}$ . Результаты расчетов приведены в табл. 1.

Нанося расчетные значения на графическое поле с координатами  $\frac{n}{N}$  и  $\frac{\sum_{i=1}^n Q_{rec,i}}{Q_{rec}^{ГКЗ}}$ , нетрудно убедиться, что полученная между ними взаимосвязь аппроксимируется прямой линией.

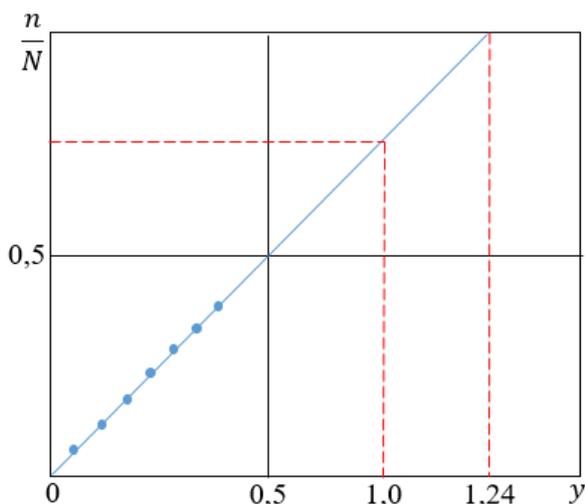
**Таблица 1.** Результаты вычислений исходных данных для экспертной оценки извлекаемых запасов по отложениям ПК<sub>1</sub> сеноманского продуктивного комплекса

**Table 1.** Results of calculations of the initial data for the expert assessment of recoverable reserves in sediments PK<sub>1</sub> of the Cenomanian productive complex

$n_i$	$\frac{\sum_{i=1}^n Q_{rec,i}}{Q_{rec}^{ГКЗ}}$	$\frac{n}{N}$
1	0,072	0,05
2	0,130	0,10
3	0,189	0,15
4	0,241	0,20
5	0,297	0,25
6	0,380	0,30
7	0,440	0,35

Интерполяция данной прямой до пересечения ее координатных осей в точках  $(\frac{n}{N}, 1)$  и  $(1, y = \frac{\sum_{i=1}^n Q_{rec,i}}{Q_{rec}^{ГКЗ}})$  дает конечный график (рис. 2).

Из рис. 2 видно, что если бы все скважины, находящиеся на контуре газоносности объекта, при испытании дали промышленный приток газа ( $\frac{n}{N} = 1$ ), то объем извлекаемых запасов должен был составить 1,24 от объема, утвержденного ГКЗ.



**Рис. 2.** Зависимость отношения количества скважин, давших рентабельные притоки, к общему количеству пробуренных скважин от балансовых запасов углеводородов (с учетом данных табл. 1)

**Fig. 2.** Dependence of the ratio of the number of wells which gave profitable flows to the total number of drilled wells on the balance sheet hydrocarbon reserves (taking into account the data in Table 1)

Но так как из 20 скважин условие рентабельности притоков достигнуто лишь на семи, эксперты ГКЗ, по-видимому, посчитали такой объем недостаточно обоснованным. Таким образом, можно достаточно однозначно утверждать, что на данном объекте объем проведенных геологоразведочных работ не соответствует объему утвержденных запасов.

С целью получения однородной выборки данных необходимо исключить газодляные залежи, вскрытые одной скважиной. В таких ситуациях соотношение между представленными к утверждению запасами может быть обусловлено не величиной получаемых при испытании притоков, а какими-либо другими факторами, например, обоснованностью положения уровня ГВК.

Кроме того, данные по исследуемому объекту включаются в выборку только при соблюдении следующих требований:

- наличие качественной информации об интерпретируемых результатах геофизических исследований на всех скважинах и контуре газоносности объекта;
- наличие качественной информации газогидродинамических исследований, позволяющих вычислить коэффициент продуктивности на всех скважинах в контуре газоносности объекта;
- наличие информации об объемах представленных и утвержденных запасов газа.

Реальная же процедура подсчета запасов в качестве показателя выполнения условия рентабельности оперирует уровнем соответствия фактических дебитов минимальному экономически обоснованному.

Такой подход, строго говоря, недостаточно правомерен.

Действительно, если на данном этапе в качестве показателя, характеризующего эффективности работы сква-

жин, принять величину минимального экономически обоснованного дебита, то в дальнейшем, на стадии промышленной разработки объекта, такое требование может проявить себя рядом серьезных осложнений, например, преждевременным прорывом газа, подошвенной или нагнетаемой воды, необратимым снижением фильтрационно-емкостных характеристик коллектора и т. д.

Поэтому наряду с дебитом обязателен учет режима подъема пластовой жидкости на поверхность, который определяется, в первую очередь, перепадом давления (депрессией) между пластом и забоем.

Параметр, комплексно сочетающий в себе указанные характеристики, принято называть коэффициентом продуктивности.

Рекомендуется использовать величину минимального рентабельного коэффициента продуктивности, представляющего собой отношение:

$$\eta_{min}^{eff.} = \frac{Q_{min}}{\Delta P_{act.}}$$

где  $\eta_{min}^{eff.}$  – минимальный рентабельный коэффициент продуктивности;  $Q_{min}$  – минимально допустимый экономически обоснованный начальный дебит;  $\Delta P_{act.}$  – оптимальная депрессия, определяемая в зависимости от геофизических характеристик объекта.

В результате различия принципов определения критерия рентабельности притоков оценка количества скважин, на которых получены такие притоки, проведенная по существующей и предлагаемым методикам, может не совпадать.

Данное обстоятельство обуславливает различия (иногда существенные) между величинами представленных и оцененных балансовых запасов.

Экономически обоснованный минимально допустимый начальный (входной) дебит скважины рассчитывают для каждого месторождения (района) с учетом всех видов затрат, связанных с разведкой, добычей, транспортом и переработкой газа. Расчеты довольно сложные и регламентируются специальными положениями и инструктивными документами [21, 22].

Для оперативной оценки пользуются оценочными значениями рентабельных дебитов, рассчитанных для отдельных районов (групп месторождений).

Встает вопрос в оценке оптимальной депрессии. Для этого исследована взаимосвязь между коэффициентом продуктивности  $\bar{\eta}$ , комплексным геофизическим параметром  $\bar{E}$ , депрессией на пласт при освоении  $\Delta P$  и глубиной залегания  $H$  подошвы пласта.

Параметр  $\bar{E}$  можно представить следующим выражением:

$$\bar{E} = \sum_i^n \left( \frac{\rho_{ni} \cdot h_i}{\rho_{nmax}} \right),$$

где  $\rho_{ni}$  – удельное электрическое сопротивление  $i$ -го пропластка в интервале испытания, Ом · м;  $\rho_{nmax}$  – удельное электрическое сопротивление пропластка с максимальным насыщением в интервале испытания, Ом · м;  $h_i$  – толщина  $i$ -го пропластка, м; 1,2,3, ...  $n$  – количество пропластков.

Взаимосвязь рассматривается как корреляция между  $\bar{\eta}$  и  $\Delta P$  при фиксированных значениях  $\bar{E}$  и  $H$ .

### Результаты и обсуждения

Специфика низкопроницаемых коллекторов заключается, помимо прочего, в том, что в них, как правило, невозможно взаимодействие скважин при исследованиях обычной длительности. Поэтому в большинстве случаев единственным типом газодинамических исследований (ГДИС) для низкопроницаемых коллекторов является «самопрослушивание».

Однако невозможность провести гидропрослушивание в значительной мере компенсируется возможностью работать с высокими забойными и пластовыми депрессиями, измеряемыми с высокой точностью стандартными приборами.

Неоднородности пласта можно разделить на три крупных типа: геологические, техногенные и комбинированные. Вследствие бурения и эксплуатации скважин в пласте возникают техногенные, близкие к осесимметричным – «кольцевые» – неоднородности.

Ясно, что ситуация с геологическими неоднородностями совершенно иная. Однако можно указать целый ряд типичных ситуаций, при которых геологические неоднородности обуславливают существенную зависимость параметров пласта преимущественно от одной пространственной координаты – расстояния: скважина в центре сводовой залежи; скважина вблизи непроницаемой протяженной границы (разлома); скважина в клиновидном пласте, ограниченном двумя пересекающимися непроницаемыми границами; скважина в полосообразном пласте (между субпараллельными непроницаемыми границами); скважина в анизотропной пласте, несовершенная по степени вскрытия (пример комбинированного – геотехногенного – типа неоднородности пласта) и т. д.

На фоне данных разнородностей понятие о регулярном режиме в теории теплопроводности введено для ограниченных тел, нагреваемых или охлаждаемых с постоянной скоростью. В теории фильтрации при разработке нефтегазовых месторождений близкий подход, приводящий к вырожждению уравнения пьезопроводности в уравнении Пуассона, предложен Т.Ф. Ивановым.

С другой стороны, известная классификация режимов разработки залежей включает первую фазу фильтрации в ограниченном пласте (зона интенсивного дренирования не достигла границ пласта) и вторую фазу, когда дренированием охвачен весь пласт (залежь).

Ясно, что при постоянном темпе отбора условия фильтрации для линейной системы во второй фазе могут соответствовать регулярному режиму в ограниченном пласте. Сама идея регулярного режима применима для процессов фильтрации (и теплопроводности) также в другом практически важном случае.

Основное затруднение состоит в том, что нет надежных критериев, подтверждающих подобную стационарность фильтрационного процесса.

Исследования газоконденсатных систем в широком диапазоне забойных депрессий с учетом геологического строения конкретных залежей и соответ-

ствующих скважин, работающих на одном режиме, показали, что вначале, при незначительных забойных депрессиях (порядка 2,0–2,5 МПа), происходит резкое линейное снижение выхода компонентов  $C_{5+}$  в добываемом газе [23–25].

Такая значительная величина снижения выхода компонентов  $C_{5+}$  при сравнительно невысокой пластовой депрессии (не более  $0,1 \cdot P_{пл}$ ) не подтверждалась ходом экспериментальных кривых дифференциальной конденсации рекомбинированных проб конкретных объектов исследования.

При изменении забойных депрессий  $\Delta P$  от 2,0–2,5 до 5,0–5,5 МПа происходит существенное увеличение выхода компонентов  $C_{5+}$  в продукции скважин. И только при более высоких забойных депрессиях получается удовлетворительное совпадение зависимости колебаний газоконденсатного фактора  $K = f(\Delta P)$  с кривой дифференциальной конденсации.

Для объяснения такого поведения пластовых газоконденсатных систем необходим лабораторный эксперимент, при котором в бомбе PVT будет изучаться фазовое поведение газоконденсатных смесей в зависимости от содержания в них конденсатообразующих углеводородов  $C_{5+}$ .

Целесообразно в таких работах находить простое объяснение в том, что для залежей предгазогидратного состояния, в отличие от газогидратных, имеется практическая технология их промышленного освоения.

Пусть группа скважин расположена внутри неограниченного или ограниченного пласта, причем расстояние между скважинами значительно меньше расстояний от скважин до контура пласта. Если отбор пластовой жидкости из скважин в среднем постоянен, то при упругом режиме фильтрации устанавливаются следующие характерные фазы течения: 1) период «нерегулярного» режима (начальный); 2) период «регулярного» режима, отличающийся рядом геологических особенностей; 3) вторая фаза фильтрации.

Первый и второй периоды в совокупности соответствуют первой фазе фильтрации, причем в начальный период нерегулярность течения обусловлена интерференцией скважин и наложением локальных зон дренирования.

Наибольший интерес представляет второй период, характеризующийся тем, что в расширяющейся со временем пространственной области картина эквипотенциалей практически не зависит от времени, тогда как потенциал течения во всей этой области уменьшается как некоторая функция времени. От «регулярного» режима этот период существенно отличается внешними краевыми условиями области дренирования.

Указанные особенности второго периода первой фазы фильтрации отчетливо проявляются также при разработке реальных месторождений по данным натуральных экспериментов и могут эффективно использоваться в решении задач исследования пластов и скважин.

Геологическая эффективность геологоразведочных работ на газ в целом по региону оценивается по величине среднего входного дебита скважины, то есть дебиты на первый год ее эксплуатации. Для этого вначале каждого предполагаемого самостоятельного объекта разработки определяют средневзвешенную по объекту суммарную газонасыщенную толщину коллектора  $H_{eff.w.}$  в поле категории АВС, по приросту запасов каждого года; коэффициент продуктивности, эффективную газонасыщенную толщину и удельный коэффициент продуктивности по каждому объекту испытания; среднеарифметическое значение удельного коэффициента продуктивности по сумме всех испытаний в поле категории АВС, по приросту запасов каждого года  $\eta_{spec.aver.}$ ; задают значение средней забойной депрессии  $\Delta P_c$ .

При определении входного дебита  $Q_{input} = \eta_{spec.aver.} \cdot H_{eff.w.} \cdot \Delta P_c$  по объекту разработки в целом производят взвешивание дебитов за каждый год разведки по фактическому объему прироста запасов.

Для запасов сеноманского продуктивного комплекса, например, можно проследить, за счет чего геологическая эффективность поисково-разведочных работ на газ оставалась высокой.

Первая тенденция к снижению геологической эффективности наметилась после того, когда прошел пик открытий залежей газа в ловушках антиклинального типа. К этому времени обозначился некоторый фон пессимизма, отразивший «кризис» идей в газовой геологии Западной Сибири.

Повышение геологической эффективности с переходом на второй нормированный уровень обусловлено открытиями залежей углеводородов в ловушках неантиклинального типа и внедрением мероприятий по интенсификации притоков флюидов из пласта в основном комплексом физико-химических методов.

Переход на третий нормированный уровень геологической эффективности поисково-разведочных работ на газ в регионе отражает повышение требований к качеству заканчивания скважин в условиях предельных нормативов исследования запасов флюидов различных промышленных категорий.

С другой стороны, исходя из условия, что каждую скважину эксплуатируют в году не менее 300 суток, экономическая эффективность при переходе ко второму и третьему уровням будет снижаться.

Для неустановившейся фильтрации при определении потенциальной продуктивности и оценки качества заканчивания скважин с использованием материалов расчетных схем нестационарной фильтрации в замкнуто упругом и бесконечном пластах необходимо: выдержать технологию записи кривой восстановления давления (КВД); учесть особенности интерпретационных моделей КВД при их обработке по схеме бесконечного пласта.

Основным требованием, помимо обычно предъявляемых к качеству и точности записи забойных давлений, являются требование и продолжительность записи КВД, которая позволила бы надежно идентифицировать гидродинамическую модель коллектора и

подтвердить, что переходные процессы завершены и кривая восстановления, преобразованная в полулогарифмической анаморфозе, вышла на устойчивую анаморфозу.

Учет особенностей интерпретационных моделей КВД при их обработке по схеме бесконечного пласта заключается в том, чтобы правильно определить на преобразованной кривой искомый отрезок А, отсекаемый продолжением прямолинейного участка на оси ординат. Наиболее просто решается эта задача для однородного коллектора в совершенных по качеству вскрытия скважинах. В гидродинамически неоднородном коллекторе отрезок А определяется по значению ординаты в точке пересечения продолжения начального прямолинейного участка, параллельного асимптоте, преобразованной кривой с осью ординат.

Такой подход к определению отрезка А и комплекса  $\frac{\chi}{r_c^2}$  в целом ( $\chi$  – коэффициент гидропроводности,  $\frac{\text{мкм}^2 \cdot \text{м}}{\text{мПа} \cdot \text{с}}$ ;  $r_c$  – радиус скважины, м), а не  $\frac{\chi}{r_{red}^2}$ , как это было в любом другом случае ( $r_{red}$  – приведенный радиус скважины, м), основан на предположении, проверенном частично на практике, что в силу большой инерционности фильтрационного потока в начальный период смены режима работы скважины или полной ее остановки на устье или забое при малых временах наблюдений на смещение начальных прямолинейных преобразований кривой еще не успеет оказать влияния факт наличия скин-эффекта в прискважинной зоне пласта (табл. 2).

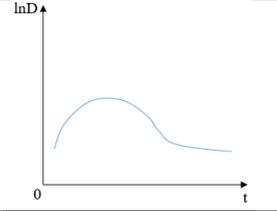
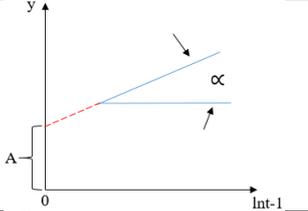
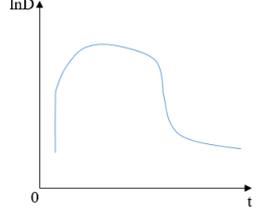
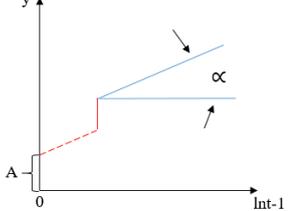
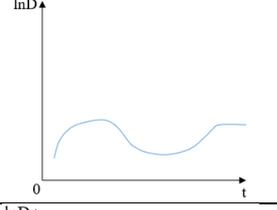
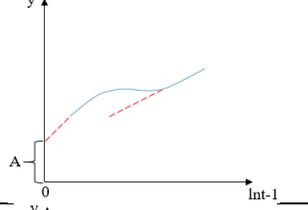
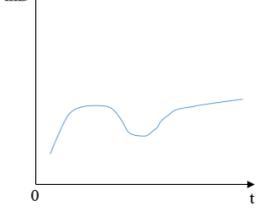
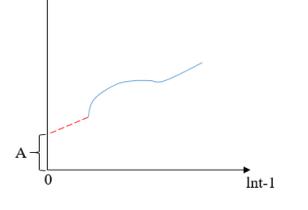
Результат определения  $\frac{\chi}{r_c^2}$  будет тем точнее, чем при более низких значениях времени после изменения режима работы скважины будет определено местоположение или проведена условная прямая на преобразованной в полулогарифмической анаморфозе кривой восстановления давления.

Основные расчетные формулы для представленных четырех случаев будут следующими: для случая № 1:  $\frac{\chi}{r_c^2} = e^{tg\alpha}$ ,  $\eta_{нд} \approx \eta_{квд}$ ; для случая № 2:  $\frac{\chi}{r_c^2} = e^{tg\alpha}$ ,  $\eta_{нд} < \eta_{квд}$ ; для случая № 3:  $\frac{\chi}{r_c^2} = e^{tg\alpha}$ ,  $\eta_{нд} \approx \eta_{квд}$ ; для случая № 4:  $\frac{\chi}{r_c^2} = e^{tg\alpha}$ ,  $\eta_{нд} < \eta_{квд}$ .

Для совместного случая гидродинамически неоднородного и однородного коллектора при его совершенном и несовершенном вскрытии комплекс  $\frac{\chi}{r_c^2}$  оценивается аналогично предыдущим случаям, а величина продуктивности может быть оценена двумя вариациями событий следующим образом:  $\eta^x \approx \eta_{квд}$ , наличие  $\Delta P_0$  обусловлено скин-эффектом;  $\eta^x \cdot \left(1 - \frac{\Delta P_0}{\Delta P_{max}}\right) \approx \eta_{квд}$ , наличие  $\Delta P_0$  обусловлено ужесточением структур ассоциатов газа в пласте от воздействия импульсным физическим полем.

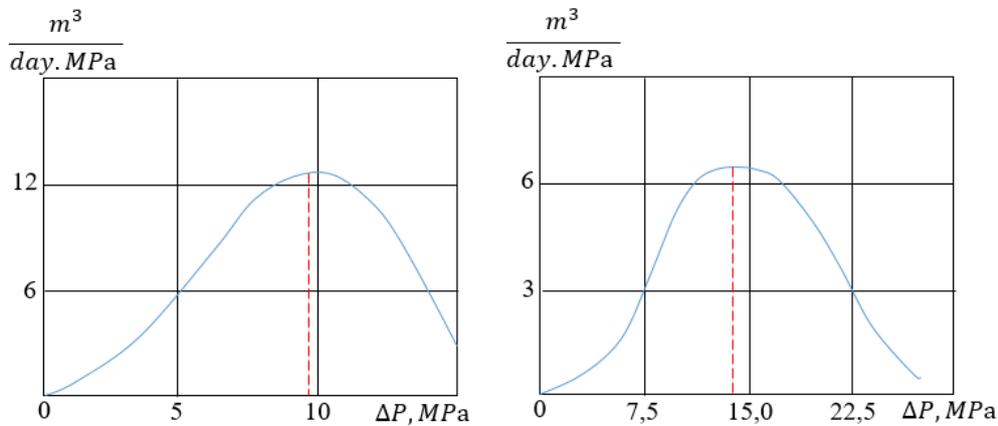
На рис. 3–5 представлены, соответственно, зависимости между упомянутыми параметрами для условий продуктивных отложений вартовской, мегинской и васюганской свит.

**Таблица 2.** Схема оценки качества заканчивания скважин [26]  
**Table 2.** Well completion quality assessment scheme [26]

№	Качество вскрытия пласта Quality of formation opening	Гидродинамическая модель коллектора Hydrodynamic reservoir model	Вид диагностической кривой Diagnostic curve type	Вид преобразованной кривой View of the transformed curve
1	Совершенный Perfect	Гидродинамически однородный Hydrodynamically homogeneous		
2	Несовершенный Imperfect			
3	Совершенный Perfect	Гидродинамически неоднородный Hydrodynamically heterogeneous		
4	Несовершенный Imperfect			

Характерной особенностью представленных корреляций является наличие положительного экстремума значений коэффициента продуктивности при вполне определенных величинах депрессии и параметров  $\bar{E}$  и  $H$ . Исходя из этого, значения  $\Delta P$ , которым соответствует максимальный уровень  $\bar{\eta}$ , можно назвать оптимальной депрессией вызова притока  $\Delta P_{act}$ .

Соотнося величины  $\Delta P_{act}$  с соответствующими параметрами  $\bar{E}$  и  $H$ , можно получить массив данных для построения корреляций вида  $\Delta P = f(\bar{E}, H)$ , которые позволяют осуществить планирование оптимальной депрессии по геофизическим показателям.



**Рис. 3.** Зависимость коэффициента продуктивности  $\bar{\eta}$  от депрессии при освоении  $\Delta P$  для условий продуктивных отложений вартовской свиты: слева:  $H = 2800 - 3000$  м,  $\bar{E} = 1$ ; Справа:  $H = 2800 - 3000$  м,  $\bar{E} = 4$   
**Fig. 3.** Dependence of productivity coefficient  $\bar{\eta}$  on depression during development  $\Delta P$  for conditions of productive deposits of the Vartovskaya formation: left:  $H = 2800 - 3000$  м,  $\bar{E} = 1$ ; Right:  $H = 2800 - 3000$  м,  $\bar{E} = 4$

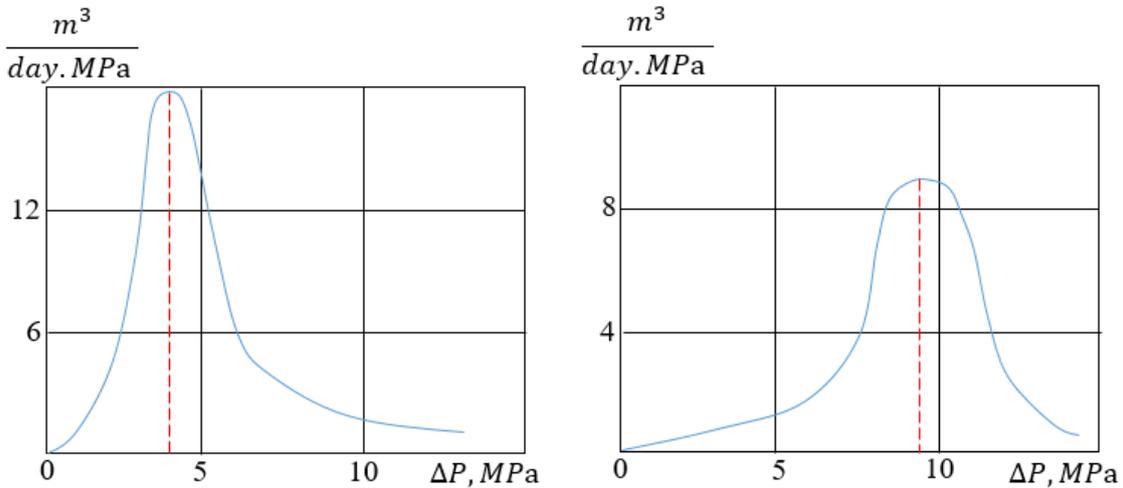


Рис. 4. Зависимость коэффициента продуктивности  $\bar{\eta}$  от депрессии при освоении  $\Delta P$  для условий продуктивных отложений мегнионской свиты: слева:  $H = 2200 - 2400$  м,  $\bar{E} = 4$ ; Справа:  $H = 2200 - 2400$  м,  $\bar{E} = 1$

Fig. 4. Dependence of productivity coefficient on depression during  $\Delta P$  development for conditions of productive deposits of the Meignon formation: left:  $H = 2200 - 2400$  м,  $\bar{E} = 4$ ; Right:  $H = 2200 - 2400$  м,  $\bar{E} = 1$

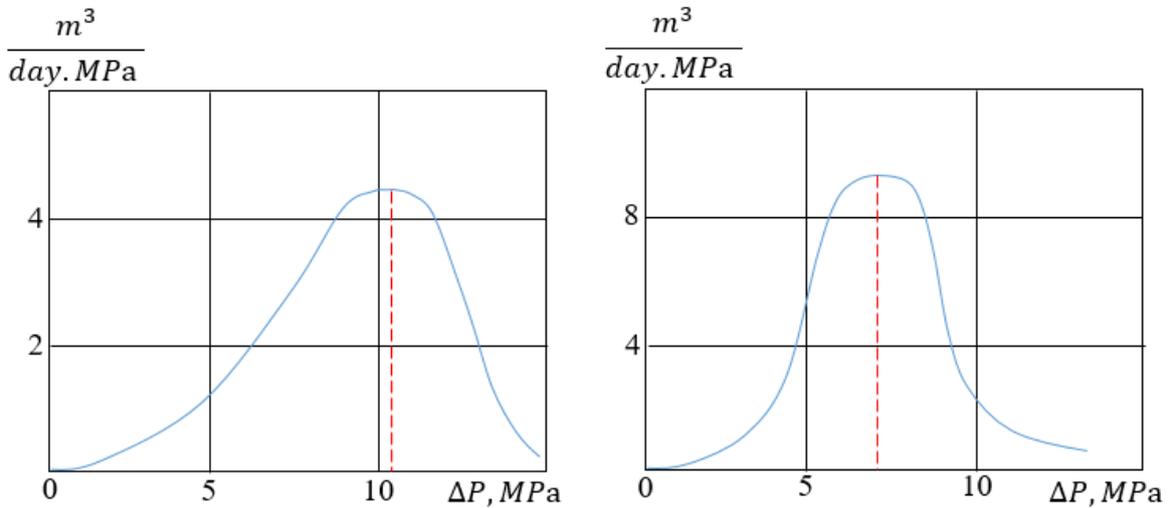


Рис. 5. Зависимость коэффициента продуктивности  $\bar{\eta}$  от депрессии при освоении  $\Delta P$  для условий продуктивных отложений васюганской свиты: слева:  $H = 2600 - 2800$  м,  $\bar{E} = 1$ ; Справа:  $H = 2600 - 2800$  м,  $\bar{E} = 2$

Fig. 5. Dependence of productivity coefficient on depression during  $\Delta P$  development for conditions of productive deposits of the Vasyugan formation: left:  $H = 2600 - 2800$  м,  $\bar{E} = 1$ ; Right:  $H = 2600 - 2800$  м,  $\bar{E} = 2$

Согласно схеме градации исходной информации, корреляционная зависимость  $\Delta P = f(\bar{E}, H)$  для выделенных геологических тел (свит) имеет следующие выражения:

- покурская свита (сеноманские газоносные отложения):

$$\Delta P_{act.} = \frac{e^{(-5,3-4 \cdot 10^{-3} \cdot H)}}{\bar{E}},$$

зависимость справедлива в интервале значений  $\bar{E}$  от 0 до 8 и глубины  $H$  от 600 до 1300 м. Коэффициент корреляции 0,85 при уровне значимости 0,05;

- варторская свита:

$$\Delta P_{act.} = \frac{H^{(1,1+\frac{\bar{E}}{9})}}{490 \cdot e^{1,1 \cdot \bar{E}}},$$

зависимость справедлива в интервале значений  $\bar{E}$  от 0 до 9 и глубины  $H$  от 1800 до 3200 м. Коэффициент корреляции 0,87 при уровне значимости 0,05;

- мегионская свита:

$$\Delta P_{act.} = \frac{H^{1,72}}{6 \cdot 10^4 \cdot \bar{E}^{(4898)}},$$

зависимость справедлива в интервале значений  $\bar{E}$  от 0 до 8 и глубины  $H$  от 2200 до 3200 м. Коэффициент корреляции 0,89 при уровне значимости 0,05;

- васюганская свита:

$$\Delta P_{act.} = \frac{H}{256 - \bar{E}^{0,75}},$$

зависимость справедлива в интервале значений  $\bar{E}$  от 0 до 8 и глубины  $H$  от 2100 до 3100 м. Коэффициент корреляции 0,91 при уровне значимости 0,05.

Исходя из того, что методика подсчета запасов газа для сеноманских продуктивных отложений одно-типна [27–29], требования, предъявляемые ГКЗ, строго определены инструктивно, а отбор исходной информации носит достаточно стохастический характер и охватывает почти все продуктивные комплексы. Поэтому можно обоснованно утверждать, что отмеченное обстоятельство отражает общую тенденцию ведения подобных работ в регионе.

Так как объемы балансовых запасов в перспективе определяют планирование уровня добычи углеводородного сырья, то выявление факторов, приводящих к такому результату, имеет первостепенное значение.

«Желательность» комплекса показателей  $D$  определяется выражением:

$$D = \sqrt[K]{d_1 \cdot d_2 \cdot \dots \cdot d_K}, \quad (3)$$

где  $d$  – «желательность» отдельного показателя;  $K$  – количество показателей.

В дальнейших исследованиях под «желательностью» будет пониматься какой-либо качественный уровень. Можно выделить пять таких уровней: «очень плохо» ( $D, d = 0; 0,20$ ), «плохо» ( $D, d = 0,21; 0,37$ ), «удовлетворительно» ( $D, d = 0,38; 0,63$ ), «хорошо» ( $D, d = 0,64; 0,80$ ), «очень хорошо» ( $D, d = 0,81; 1,00$ ).

Для перевода принятого параметра (коэффициента продуктивности) в «качественный уровень» можно использовать формулу одностороннего ограничения ( $\eta \geq \eta_{min}$ ):

$$d_K = e^{(-e)^{(-y)}}, \quad (4)$$

где  $y = a_0 + a_1 \cdot \eta + a_2 \cdot \eta^2 + \dots + a_K \cdot \eta^K$  – безразмерное значение параметра ( $\eta$ ), которое определяется в виде полинома  $K$ -го порядка.

За базовые точки принимаются условные значения исследуемых параметров, отнесенные со следующими уровнями качества: «очень плохо» ( $d = 0,20$ ), «удовлетворительно» ( $d = 0,38$ ), «хорошо» ( $d = 0,80$ ). Используя формулу (4), можно получить соответствующие  $y$  для перечисленных ранее уровней качества:  $-0,475$ ,  $0,033$  и  $1,500$ .

Решением системы уравнений, вытекающей из (3)

$$\begin{cases} -0,475 = a_0 + a_1 \cdot \eta_{0,2} + a_2 \cdot \eta_{0,2}^2 + a_3 \cdot \eta_{0,2}^3 \\ 0,033 = a_0 + a_1 \cdot \eta_{0,38} + a_2 \cdot \eta_{0,38}^2 + a_3 \cdot \eta_{0,38}^3 \\ 1,500 = a_0 + a_1 \cdot \eta_{0,8} + a_2 \cdot \eta_{0,8}^2 + a_3 \cdot \eta_{0,8}^3 \end{cases} \quad (5)$$

является нахождение значений коэффициентов  $a_0, a_1, a_2$ .

Для того чтобы решить приведенную систему уравнений фактические значения коэффициента продуктивности ( $\eta_{fact}$ ) в базовых точках приняты следующие:

1. Минимальный рентабельный коэффициент продуктивности  $\eta_{min}^{eff}$  меньше потенциального коэффициента продуктивности  $\eta_{pot}$ : «очень плохо» –

$\eta_{fact} = 0,001$ ; «удовлетворительно» –  $\eta_{fact} = \eta_{min}^{eff}$ ; «хорошо» –  $\eta_{fact} = \eta_{pot}$ .

2. Минимальный рентабельный коэффициент продуктивности больше потенциального коэффициента продуктивности: «очень плохо» –  $\eta_{fact} = 0,001$ ; «хорошо» –  $\eta_{fact} = \eta_{pot}$ ; «очень хорошо» –  $\eta_{fact} = \eta_{min}^{eff}$ .

Таким образом, для практической реализации предложенной процедуры необходимо для каждой скважины, пробуренной в контуре газоносности подсчетного объекта, установить величины  $\eta_{pot}$  и  $\eta_{min}^{eff}$ .

### Заключение

Выполненная научная работа позволяет идентифицировать участки стабилизации изменений удельного балансового запаса газа, что говорит о стабилизации объемов дренирования внутри контура питания в сеноманских отложениях в процессе опытно-промышленной эксплуатации.

Для остаточных запасов газа в отложениях сеноманского типа предполагается:

- выделить на разные даты исследования внешние границы контура питания, в их пределах построить карты изобар и рассчитать по ним средневзвешенные пластовые давления;
- располагая сведениями о величинах накопленного притока и средневзвешенного понижения пластового давления, рассчитать на те же даты удельный балансовый запас флюидов;
- построить графики зависимости удельного балансового запаса от средневзвешенной величины текущего пластового давления и, если условие стабилизации объема дренирования будет установлено, для него рассчитать балансовые запасы газа в пределах выделенного контура.

Необходимо отметить, что параметры  $\bar{E}$  и  $H$  определяются по данным интерпретации геофизических исследований, поэтому на момент испытания объекта эти величины могут быть вычислены. Зная их, по приведенным уравнениям нетрудно рассчитать необходимую депрессию вызова притока.

В результате составления и решения уравнений типа (5) для каждой скважины исследуемых объектов Западной Сибири был получен исходный массив данных для оценки влияния качества заканчивания на соответствующие объемы запасов.

Исследуемые запасы не будут отличаться от утвержденных в ГКЗ только в том случае, если обобщенный показатель качества заканчивания будет  $D \geq 8$ .

Такая ситуация возможна только тогда, когда на большинство скважин, пробуренных на данной площади, при испытании получены притоки, соответствующие потенциальным возможностям пласта.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Theoretical and applied aspects of using a thermal pump effect in gas pipeline systems / M. Fyk, I. Fyk, V. Biletsky, M. Oliynyk, Y. Kovalchuk, V. Hnieushev, Y. Shapchenko // Восточно-
2. European journal of advanced technologies. – 2018. – № 1 (8). – P. 39–48.
3. Katanov Y.E. A probabilistic and statistical model of rock deformation // EDP Sciences – In E3S Web of Conferences. – 2021. – V. 266. – P. 03011.

3. Katanov Y.E., Vaganov Y.V., Listak M.V. Geological and mathematical description of the rocks strain during behaviour of the producing solid mass in compression (Tension) // Journal of Mines, Metals and Fuels. – 2020. – № 9 (69). – P. 285–292.
4. Geological Model of Oil and Gas Condensate Deposits from 3D TEM Data (Yamal Area) / A.A. Otsimik, I.V. Buddo, I.A. Shelokhov, D.S. Andreev, L.A. Vakhitova, A.S. Smirnov // GeoBaikal European Association of Geoscientists & Engineers. – 2020. – V. 2020. – № 1. – P. 1–6.
5. Patterns of location and conditions of formation and accumulations of natural bitumen and high-viscosity oils in geology of Uzbekistan / T. Shoymurotov, I. Togaev, S. Akmalov, L. Samiev, M. Otakhonov, T. Apakhodjaeva // AIP Conference Proceedings AIP Publishing LLC. – 2022. – V. 2432. – № 1. – P. 030002.
6. Restoration of karst paleogeomorphology and its significance in petroleum geology - using the top of the Middle Triassic Leikoupo Formation in the northwestern Sichuan Basin as an example / T. Yu, H. Liu, B. Liu, S. Tang, Y. Tang, C. Yin // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2022. – № 208. – P. 109638.
7. Использование данных сейсморазведки в процессе разработки газовой залежи сеномана / А.С. Щетинин, Е.В. Бондарь, А.Ю. Орлов, И.А. Кунаккужин // Газовая промышленность. – 2020. – № 5 (800). – С. 36–42.
8. Seismogeological analysis as a tool of history matching / A.A. Gorlanov, D.Y. Vorontsov, A.S. Schetinina, A.I. Aksenov, D.G. Ovchinnikova // YNAO Case Study. Exposition Oil Gas. – 2021. – Iss. 3. – № 10. – P. 2076–6785.
9. Merkulova V.A., Vladislav K., Viktor S. Modern approaches and constructive solutions for new oil and gas condensate deposits in Russia // International Journal of Applied Engineering Research. – 2018. – № 8 (13). – P. 5609–5613.
10. Исследование влияния капиллярных явлений при фильтрации двухфазных несмешивающихся жидкостей в пористых средах / Ю.Е. Катанов, А.К. Ягафаров, И.И. Клещенко, М.Е. Савина, Г.А. Шлеин // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2020. – № 1. – С. 19–29.
11. Дедовской В.И. Математические модели двумерных течений жидкости в задачах гидродинамики и теории фильтрации: дис. ... канд. физ.-мат. наук. – Ставрополь, 2006. – 291 с.
12. Непотасов Г.В. Методика определения оптимальных параметров систем разработки газоконденсатных месторождений // Наука и техника в газовой промышленности. – 2019. – № 1. – С. 27–35.
13. Расчет перепада давления в сеноманской газовой скважине, эксплуатируемой с пенообразователем / В.А. Огай, Е.А. Сабурова, В.О. Довбыш, А.Ю. Юшков // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2020. – № 4. – С. 36–50.
14. Сурикова Е.С., Конторович В.А., Аюнова Д.В. Сейсмогеологические критерии газоносности сеноманских отложений Надым-Пурского междуречья // Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2018. – № 1. – С. 10–17.
15. Сопнев Т.В., Бекетов С.Б. Уточнение газогидродинамической модели сеноманской газовой залежи Южно-Русского месторождения // Булатовские чтения. – 2018. – № 2. – С. 162–173.
16. Варианты повышения эффективности разработки малоамплитудных газовых залежей при активном внедрении пластовой воды / Р.И. Шарипов, А.И. Давлетшин, А.Ю. Юшков, О.А. Лознюк // Нефтепромысловое дело. – 2018. – № 3. – С. 5–10.
17. Богданов О.А., Иванов О.А. Создание моделей флюидоупоров сеноманских залежей севера Западной Сибири для мониторинга процессов разработки // Вестник ЦКР Роснедра. – 2012. – № 6. – С. 32–39.
18. Bogachkov I.M. Designing power supply systems with account to the entire life cycle of the gas field as exemplified by the existing fields in Western Siberia // In IOP Conference Series: Earth and Environmental Science IOP Publishing. – 2021. – V. 720. – № 1. – P. 012096.
19. Курбонов Н.М. Математическая модель процесса фильтрации газа в пористых средах и численный алгоритм решения задачи координатного расщепления // Информационные технологии. Проблемы и решения. – 2021. – № 1 (14). – С. 55–63.
20. Непотасов Г.В. Методика определения оптимальных параметров систем разработки газоконденсатных месторождений // Наука и техника в газовой промышленности. – 2019. – № 1. – С. 27–35.
21. Прогнозирование рисков неравномерной выработки запасов в условиях эксплуатации залежи горизонтальными скважинами / И.Н. Тихонов, А.С. Валиуллин, М.С. Валиуллин, Р.В. Бутенко // Перспективы развития и применения современных технологий. – 2022. – С. 131–143.
22. Шарипов А.С. Режимы проведения исследований с применением технологий фильтрации на газоконденсатных месторождениях // Oil & Gas Technologies. – 2020. – № 4 (128). – С. 19–24.
23. Механизм фильтрации газоконденсатной смеси в пласте на ранних этапах возмещения залежи / В.К. Федорцов, А.П. Телков, В.Е. Мискевич и др. // Труды ЗапСибНИГНИ. Фазовые переходы углеводородных систем в пласте и скважине. – Тюмень, 1989. – С. 16–28.
24. Кинетика фазовых превращений газоконденсатных систем в пористой среде / И.И. Нестеров, В.К. Федорцов, А.А. Болотов и др. // Труды ЗапСибНИГНИ. Фазовые переходы углеводородных систем в пласте и скважине. – Тюмень, 1989. – С. 75–78.
25. Федорцов В.К., Ягафаров А.К., Клевцур А.П. Практические указания по испытанию поисковых и разведочных скважин на нефть и газ. Ч. 2 // Труды ЗапСибБурНИПИ: Освоение скважин, интенсификация притоков из поровых коллекторов. – Тюмень, 1988. – 351 с.
26. Теория повышения продуктивности скважин и воздействия на залежи углеводородов на месторождениях Западной Сибири / А.К. Ягафаров, И.И. Клещенко, И.П. Попов, Ю.В. Ваганов, Ю.Е. Катанов, Ж.С. Попова, М.Е. Савина. – Тюмень: Изд-во Тюменского индустриального университета, 2017. – 204 с.
27. Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Теория нестационарной фильтрации жидкости и газа. – М.: Изд-во «Недра», 1972. – 288 с.
28. Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. Исследование нефтяных и газовых скважин и пластов. – М.: Изд-во «Недра», 1984. – 269 с.
29. Федорцов В.К., Чикирев Ф.А. Подсчет запасов газа пьезометрическим методом с использованием параметров разработки по эксплуатационным зонам месторождения (УКПГ) // Тюменский научный журнал «Горные ведомости». – 2014. – С. 56–60.

Поступила: 09.02.2023 г.

Прошла рецензирование: 30.03.2023 г.

#### Информация об авторах

**Катанов Ю.Е.**, кандидат геолого-минералогических наук, доцент, ведущий научный сотрудник лаборатории капитального ремонта скважин и интенсификации притока, ведущий научный сотрудник лаборатории цифровых исследований в нефтегазовой отрасли Тюменского индустриального университета.

**Ягафаров А.К.**, доктор геолого-минералогических наук, профессор, заслуженный геолог РФ, академик РАЕН им. В.И. Вернадского, почётный нефтяник Тюменской области, Тюменский индустриальный университет.

**Аристов А.И.**, лаборант-исследователь лаборатории цифровых исследований в нефтегазовой отрасли Тюменского индустриального университета.

UDC 550.812.14

## ASSESSMENT OF WELL COMPLETION QUALITY IMPACT ON THE VOLUME OF EXPLORED BALANCE RESERVES OF HYDROCARBONS

Yuri E. Katanov<sup>1</sup>,  
katanov-juri@rambler.ru

Alik K. Yagafarov<sup>1</sup>,  
jagafarovak@tyuiu.ru

Artyom I. Aristov<sup>1</sup>,  
artizzq@gmail.com

<sup>1</sup> Industrial University of Tyumen,  
70, Melnikaite street, Tyumen, 625039, Russia.

**The relevance.** Traditional methods of hydrodynamics are sufficiently unambiguous to find out how much the actual productivity of the reservoir differs from its potential productivity. Such estimation was not quite satisfied with the production, especially in the conditions of exploration works, where the objectives of achieving the potential productivity of the object, as a rule, are not set during the test. The emergence of requirements of economic nature to the results of the test has further limited the scope of its application. There was an urgent need to create such a methodological approach, which would allow assessing the quality of the activities carried out not by discrete values, but on a continuous scale. For this purpose, the authors proposed to use the «desirability» function, which is widely used for quantitative assessment of the quality of any technological processes. The essence of the approach consists in converting the actual indicators into a dimensionless scale of «desirability», which can be used to assess their qualitative level.

**The main aim** of the work is to develop a primary geological and technological model to assess the impact of well completion quality on the volume of explored balance reserves of hydrocarbons.

**The objects** of the investigation are productive sediments of the Pokurskaya, Vartovskaya, Megionskaya, and Vasyuganskaya formations.

**Methods.** The geological efficiency of exploration works on the basis of retrospective analysis was investigated. The relationship between the productivity factor, complex geophysical parameter, underbalance at development and the depth of the bedrock bedding was investigated through associative analysis and mathematical modeling. Geological and technological modeling was carried out to find the optimal underbalance to cause cost-effective hydrocarbon inflow.

**Results.** The well completion quality estimation scheme was formed. Correlations of optimal underbalance level of significance 0,05 were obtained. The «desirability» function was used to translate the actual productivity coefficient to the «quality level», resulting in a system of equations for the minimum cost-effective productivity coefficient.

### Key words:

Productivity, desirability, gas production, formation, technology, profitability, filtration, drainage zone, depression funnel.

### REFERENCES

1. Fyk M., Fyk I., Biletsky V., Oliynyk M., Kovalchuk Y., Hnieushev V., Shapchenko Y. Theoretical and applied aspects of using a thermal pump effect in gas pipeline systems. *Eastern European Journal of Advanced Technology*, 2018, no. 1 (8), pp. 39–48.
2. Katanov Y.E. A probabilistic and statistical model of rock deformation. *EDP Sciences. E3S Web of Conferences*, 2021, vol. 266, pp. 03011.
3. Katanov Y.E., Vaganov Y.V., Listak M.V. Geological and mathematical description of the rocks strain during behaviour of the producing solid mass in compression (Tension). *Journal of Mines, Metals and Fuels*, 2020, no. 9 (69), pp. 285–292.
4. Otsimik A.A., Buddo I.V., Shelokhov I.A., Andreev D.S., Vakhitova L.A., Smirnov A.S. Geological Model of Oil and Gas Condensate Deposits from 3D TEM Data (Yamal Area) *GeoBaikal. European Association of Geoscientists & Engineers*, 2020, vol. 2020, no. 1, pp. 1–6.
5. Shoyurotov T., Togaev I., Akmalov S., Samiev L., Otakhonov M., Apakhodjaeva T. Patterns of location and conditions of formation and accumulations of natural bitumen and high-viscosity oils in geology of Uzbekistan. *AIP Conference Proceedings. AIP Publishing LLC*, 2022, vol. 2432, no. 1, pp. 030002.
6. Yu T., Liu H., Liu B., Tang S., Tang Y., Yin C. Restoration of karst paleogeomorphology and its significance in petroleum geology – using the top of the Middle Triassic Leikoupo Formation in the northwestern Sichuan Basin as an example. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, no. 208, pp. 109638.
7. Shchetinin A.S., Bondar E.V., Orlov A.Yu, Kunakkuzhin I.A. Use of seismic data in the development of the Cenomanian gas reservoir. *The gas industry*, 2020, no. 5 (800), pp. 36–42. In Rus.
8. Gorlanov A.A., Vorontsov D.Y., Schetinin A.S., Aksenov A.I., Ovchinnikova D.G. Seismogeological analysis as a tool of history matching. YNAO Case Study. *Exposition Oil Gas*, 2021, Iss. 3. Russ., no. 10, pp. 2076–6785.
9. Merkulova V.A., Vladislav K., Viktor S. Modern approaches and constructive solutions for new oil and gas condensate deposits in Russia. *International Journal of Applied Engineering Research*, 2018, no. 8 (13), pp. 5609–5613.
10. Katanov Yu.E., Yagafarov A.K., Kleshchenko I.I., Savina M.E., Shlein G.A. Study of the effect of capillary phenomena in the filtration of two-phase immiscible liquids in porous media. Proceedings of the higher educational institutions. *Oil and Gas*, 2020, no. 1, pp. 19–29. In Rus.
11. Dedovskoy V.I. *Matematicheskie modeli dvumernykh techeniy zhidkosti v zadachakh gidrodinamiki i teorii filtratsii*. Dis. Kand. nauk [Mathematical models of two-dimensional flows of fluid in problems of hydrodynamics and theory of filtration. Cand. Diss.]. Stavropol, 2006. 291 p.
12. Nepotasov G.V. Methodology for determining the optimal parameters of gas-condensate field development systems. *Science and technology in the gas industry*, 2019, no. 1, pp. 27–35. In Rus.
13. Ogai V.A., Saburova E.A., Dovbysh V.O., Yushkov A.Yu. Calculation of pressure drop in a Cenomanian gas well operated with blowing agent. *Proceedings of the higher educational institutions. Oil and Gas*, 2020, no. 4, pp. 36–50. In Rus.

14. Surikova E.S., Kontorovich V.A., Ayunova D.V. Seismogeological criteria of gas content in the Cenomanian deposits of the Nadym-Pur interfluvium. *Interexpo Geo-Siberia*, 2018, no. 1, pp. 10–17. In Rus.
15. Sopnev T.V., Beketov S.B. Refinement of the gas-hydrodynamic model of the Cenomanian gas reservoir of the Yuzhno-Russkoe field. *Bulatov readings*, 2018, no. 2, pp. 162–173.
16. Sharipov R.I., Davletshin A.I., Yushkov A.Yu., Loznyuk O.A. Options for improving the development efficiency of low-amplitude gas reservoirs with active introduction of formation water. *Petroleum Engineering*, 2018, no. 3, pp. 5–10. In Rus.
17. Bogdanov O.A., Ivanov S.A. Creating models of fluid reservoirs of Cenomanian deposits of the north of Western Siberia for monitoring of development processes. *Bulletin of Central Oil and Gas Field Development Commission Rosnedra*, 2012, no. 6, pp. 32–39. In Rus.
18. Bogachkov I.M. Designing power supply systems with account to the entire life cycle of the gas field as exemplified by the existing fields in Western Siberia. In *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. IOP Publishing, 2021, vol. 720, no. 1, pp. 012096.
19. Kurbonov N.M. Mathematical model of gas filtration process in porous media and numerical algorithm of problem solution by coordinate splitting method. Information technologies. *Problems and solutions*, 2021, no. 1(14), pp. 55–63. In Rus.
20. Nepotasov G.V. Methodology for determining the optimal parameters of gas condensate field development systems. *Science and Technology in the Gas Industry*, 2019, no. 1, pp. 27–35. In Rus.
21. Tikhonov I.N., Valiullin A.S., Valiullin M.S., Butenko R.V. Prediction of risks of uneven reserve depletion in the operation of the deposit by horizontal wells. *Prospects of development and application of modern technologies*, 2022, pp. 131–143. In Rus.
22. Sharapov A.S. Modes of research using filtration technologies at gas-condensate fields. *Oil-and-Gas Technologies*, 2020, no. 4 (128), pp. 19–24.
23. Fedortsov V.K., Telkov A.P., Miskevich V.E. Mekhanizmi filtratsii gazokondensatnoy smesi v plaste na rannikh etapakh vozmeshcheniya zalezhi [Mechanism of gas-condensate mixture filtration in the reservoir at the early stages of reservoir recovery]. *Trudy ZapSibNIGNI. Fazovye perekhody uglevodorodnykh sistem v plaste i skvazhine* [Proceedings of the ZapSibNIGNI. Phase Transitions of Hydrocarbon Systems in the Reservoir and in the Well]. Tyumen, 1989, pp. 16–28.
24. Nesterov I.I., Fedortsov V.K., Bolotov A.A. Kinetika fazovykh prevrashcheniy gazokondensatnykh sistem v poristoy srede [Kinetics of phase transformations of gas condensate systems in porous media]. *Trudy ZapSibNIGNI. Fazovye perekhody uglevodorodnykh sistem v plaste i skvazhine* [Proceedings of the ZapSibNIGNI. Phase Transitions of Hydrocarbon Systems in Reservoir and Well]. Tyumen, 1989, pp. 75–78.
25. Fedortsov V.K., Tagafarov A.K., Klevtsov A.P. Prakticheskie ukazaniya po ispitaniyu poiskovykh i razvedochnykh skvazhin na neft i gaz. Ch. 2 [Practical instructions for testing of prospect and exploration wells for oil and gas. P. 2]. *Trudy ZapSibBurNIPI. Osvoenie skvazhin, intensifikatsiya pritokov iz porovykh kolektorov* [Proceedings of the ZapSibBurNIPI. Development of wells, intensification of flows from pore reservoirs]. Tyumen, 1988, 351 p.
26. Yagafarov A.K., Kleshchenko I.I., Popov I.P., Vaganov Yu.V., Katanov Yu.E., Popova Zh.S., Savina M.E. Teoriya povysheniya produktivnosti skvazhin i vozdeistviya na zalezhi uglevodorodov na mestorozhdeniyakh Zapadnoy Sibiri [Theory of increasing well productivity and impact on hydrocarbon deposits in the fields of Western Siberia]. Tyumen, Tyumen Industrial University Publ. House, 2017, 204 p.
27. Barenblatt G.I., Yentov V.M., Ryzhik V.M. *Teoriya nestatsionarnoy filtratsii nefi i gaza* [Theory of nonstationary filtration of fluid and gas]. Moscow, Nedra Publ., 1972, 288 p.
28. Buzinov S.N., Umrikhin I.D. *Issledovaniya neftyanykh i gazovykh skvazhin i plastov* [Research of oil and gas wells and reservoirs]. Moscow, Nedra Publ., 1984, 269 p.
29. Fedortsov V.K., Chikirev F.A. Calculation of gas reserves by the piezometric method using the parameters of development by operational zones of the field (UKPG). *Tyumen Scientific Journal «Mining news»*, 2014, pp. 56–60. In Rus.

Received: 9 February 2023.

Reviewed: 30 March 2023.

#### Information about the authors

**Yuri E. Katanov**, Cand. Sc., associate professor, leading researcher, Industrial University of Tyumen.

**Alik K. Yagafarov**, Dr. Sc., professor, Honored Geologist of the Russian Federation, Academician of V.I. Vernadsky Russian Academy of Natural Sciences, Honoured Oil Worker of the Tyumen Region, Industrial University of Tyumen.

**Artyom I. Aristov**, laboratory researcher, Industrial University of Tyumen.