

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ДОРАЗРАБОТКЕ МОРСКИХ ЗАЛЕЖЕЙ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ

М.Т.Абасов, Б.А.Багиров, С.А.Назарова, А.М.Салманов

*Институт геологии НАН Азербайджана
AZ 1143, Баку, просп. Г.Джавида, 29А*

В статье приводятся результаты исследований по разработке комплексного подхода к составлению блока стратегического развития нефтегазодобычи в части эффективного выбора применяемых МУН и новых технологий повышения нефтедобычи по объектам месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти.

Фундаментальные исследования в нефтегазогеологической науке подтвердили возможность применения новых технологий, радикально повышающих как уровни добычи, так и степень использования геологических запасов нефти, что особенно актуально для месторождений, эксплуатируемых длительное время. Нефтедобыча в Азербайджане имеет более чем вековой период развития, и в настоящее время в разработке находятся 18 морских месторождений. Основным нефтегазоносным комплексом месторождений Азербайджана являются отложения продуктивной толщи, представленные мощной серией ритмичного чередования пластов песка, песчаника, глины. Залежи нефти и газа приурочены к рыхлым среднесцементированным песчано-алевритовым коллекторам, сложенным хорошо отсортированными кварцевыми песками. Характерным для большого числа месторождений Азербайджана является сложность их тектонического строения, высокая неоднородность, сильная расчлененность, многопластовость, разнообразие природных режимов, изменчивость геолого-промысловых параметров по площади и объему.

Очевидно, что текущее состояние разрабатываемых нефтегазовых резервуаров после длительного периода их эксплуатации сильно осложнено - снизились пластовые давления, произошло неравномерное обводнение пластов и др. Тем не менее, даже при пессимистической оценке, при существующих технологиях из пластов этих морских месторождений может быть добыто более 100 млн.т нефти.

Увеличение нефтеотдачи пластов является одной из самых актуальных проблем нефтяной промышленности, и на всех этапах ее развития специалисты для увеличения степени извлечения нефти из пластов работали над разработкой спектра разнохарактерных геолого-технических и технологических мероприятий (внедрение вторичных и третичных методов воздействия на пласты, повышение качества вскрытия пластов, обработка призабойных зон скважин и др.).

На современном этапе проблема наиболее полного извлечения запасов нефти может быть реализована в случае, если будут надежно и оперативно выявлены все элементы, характеризующие геолого-промысловые условия пластов и применяемых современных технологических решений. Для этого были детально проанализированы геолого-технические данные разрабатываемых 18 морских месторождений республики. Отметим, что в разрезе этих месторождений выделяются 154 эксплуатационных объекта. Было установлено, что на фоне широкого изменения различных пластовых параметров наблюдаются резкие вариации степени реализации запасов нефти, даже при практически одинаковых технологиях нефтеизвлечения текущие коэффициенты варьируют от 0,05 до 0,60. Это объясняется особенностями проявления природных условий самих залежей и подвижностью флюидов в поровом пространстве коллекторов и др. Эти показатели, определяющие качество запасов нефти, в существенной степени влияют на добывные возможности нефтегазовых залежей. Поэтому при обосновании конечных коэффициентов нефтеотдачи еще в

начальной стадии ввода залежей в разработку необходимо правильно учитывать все физико-геологические параметры, в том числе и качество запасов нефти.

При определенных физико-геологических условиях и применении традиционных технологий разработки попытки добиться увеличения темпов нефтеизвлечения и степени использования геологических запасов не удавались, поэтому такие запасы стали называться трудноизвлекаемыми (ТИЗ) (Абасов и др., 2005; Абасов и др., 2002; Багиров и др. 1994 и др.). Многообразие геолого-технологических условий разработки в таких объектах также требует перманентного решения самого различного рода задач. Решая идентификационные задачи по комплексу геолого-промысловых параметров, из всего числа морских месторождений был выявлен 31 эксплуатационный объект, относимый к ТИЗ (Абасов и др. 2005; Багиров и др. 1998). Следует отметить, что из указанных объектов с начала разработки до настоящего времени добыто чуть более 36 млн.т нефти, что составляет 15% степени использования балансовых запасов этих залежей. Остаточные запасы соответственно составляют: балансовые – около 200 млн.т, извлекаемые – более 40 млн.т.

Эффективное вовлечение указанных запасов в разработку является приоритетной задачей и ее решение возможно с проведением новых интегрированных мультидисциплинарных научных исследований с привлечением современных методов моделирования, компьютерной техники и новых технологий нефтеизвлечения. В настоящее время в практике нефтедобычи для достижения поставленных целей все чаще стали использовать: новые методы увеличения нефтеотдачи (МУН) пластов и технологии повышения нефтедобычи (горизонтальные и многозабойные скважины, совместная эксплуатация одной скважиной двух и более пластов и др.), а также их комбинации.

Ниже рассмотрим подробно возможности применения некоторых из них в отдельности для объектов с ТИЗ нефти морских месторождений.

МУН. За последние десятилетия как в Азербайджане, так и в других странах значительно расширены работы по разработке и опытно-промышленному испытанию новых

МУН, значительно увеличивающих конечную нефтеотдачу пластов.

Арсенал существующих и хорошо апробированных МУН достаточно широк – это термические, физико-химические, физико-гидродинамические, газовые, биологические, микробиологические, акустические методы воздействия.

По оценкам экспертов (Абасов и др., 2005; Абасов и др., 2002 и др.), известные в настоящее время МУН можно эффективно использовать на большинстве месторождений, что позволило бы увеличить нефтеотдачу как минимум на 3-5%. Эффективность этих методов в значительной степени зависит от трех обобщенных факторов: геолого-физического (свойства пластовых флюидов и коллекторов), технологического (давление нагнетания, размер оторочки агента, его концентрация в растворе, плотность сетки скважин и др.) и технического (обеспеченность техническими средствами и их качество, текущее состояние фонда скважин и т.д.). Очевидно, что технические и технологические характеристики применения МУН поддаются регулированию, в то время как геолого-физическая характеристика залежей такому регулированию не поддается, при этом от нее сильно зависит выбор того или иного метода воздействия. Поэтому необходимо базироваться на учете тех геолого-физических характеристик, от которых наиболее сильно зависит эффективность конкретного метода воздействия на этот пласт. Для этого необходимо выявить наиболее информативные показатели, определить в выбранном признаковом пространстве те сочетания, которые соответствуют каждому известному МУН, а уже затем определить близость к одной или нескольким таким областям геологических объектов, где предполагается его применение. На заключительном этапе для принятия решения о выборе конкретного метода воздействия необходима информация об ее технико-экономической эффективности.

Для выявления перечня нефтяных залежей для широкомасштабного применения МУН следует провести детальный анализ геолого-физических и технологических показателей эксплуатационных объектов. Значительное число залежей с ТИЗ нефти и большой арсенал методов требуют наличия всего комплекса геолого-промысловых материалов по всем

объектам, его тщательного анализа, составления карт, диаграмм и т.д. Поэтому для оперативного выявления предварительного списка первоочередных для применения МУН объектов целесообразно выполнить специальную классификацию залежей, целенаправленно группирующую объекты для применения в них отдельных видов воздействия.

Проведенные исследования показали (Абасов и др., 2005 и др.), что доминирующую роль при выборе МУН играют четыре параметра: вязкость нефти в пластовых условиях, глубина залегания залежи, проницаемость пород-коллекторов и степень использования геологических запасов нефти. Указанные показатели были использованы для создания такой классификации. Значения каждого из приведенных параметров разбивались на следующие интервалы:

1) Вязкость нефти в пластовых условиях (А):

$$A_1 < 10 \text{ мПа} \cdot \text{с}$$

$$A_2 > 10 \text{ мПа} \cdot \text{с}.$$

Данный показатель играет важную роль, так как его значение предопределяет возможность применения физико-химических или термических методов воздействия на пласты. Многочисленными исследованиями и промышленными экспериментами доказано (Абасов и др., 2005, 2002 и др.), что физико-химические методы воздействия в основном могут быть эффективно применены для нефтей, характеризующихся низкой вязкостью, а для высоковязких нефтей наиболее эффективно использование термических методов воздействия. Вследствие этого, например, разрабатываемые объекты подразделяются на две группы: в первую группу входят объекты, наиболее благоприятные для физико-химических методов, а во вторую - для термических методов.

2) Глубина залегания эксплуатационного объекта (В):

$$B_1 < 2000 \text{ м}$$

$$B_2 > 2000 \text{ м}.$$

В связи с техническими ограничениями применение термических методов в настоящее время эффективно до глубин 2000 м, что и предопределило выделение по этому при-

знаку двух групп объектов. Глубина залегания эксплуатационного объекта практически не ограничивает применения физико-химических методов воздействия.

3) Проницаемость пород-коллекторов (С):

$$C_1 < 0,1 \text{ мкм}^2$$

$$C_2 > 0,1 \text{ мкм}^2.$$

Такие методы, как закачка газа высокого давления, циклическая закачка водогазовой смеси дают положительные результаты при малых значениях проницаемости в то время, как закачка мицеллярных растворов, щелочей, полимеров, пара и процесс внутривластового горения эффективны при высоких значениях проницаемости пород-коллекторов.

4) Степень использования запасов (Д).

Этот показатель весьма важен для определения последовательности внедрения новых методов повышения нефтеотдачи пластов. По степени использования запасов целесообразно выделение трех классов:

$$D_1 < 10\%$$

$$10\% > D_2 < 20\%$$

$$D_3 > 20\%.$$

Полученное путем формального перечисления отмеченных признаков "дерево" классификации содержит 24 класса (рис.1), отражающих всевозможные условия применения МУН. Оценка возможности их использования в каждом выделенном классе показала, что некоторые классы допускают возможность применения нескольких МУН пластов. Это обстоятельство в одних случаях обусловлено близкими геолого-физическими характеристиками эксплуатационных объектов и степенью использования запасов нефти, а в других случаях – схожими областями применения МУН. Предложенная в таком виде классификация перечисления эксплуатационных объектов позволяет достаточно легко ориентироваться в МУН для исследуемых объектов.

Такая работа была проведена для объектов морских месторождений Азербайджана с ТИЗ (рис.1-2). Как видно из рисунка 2, исследуемые залежи представлены в 6 различных группах из 24, существующих в классификации. Следует отметить, что по-

лученные группы имеют четкие физико-геологические предпосылки применения МУН. Эти данные представлены в таблице 1, из которой следует, что прирост извлекаемых промышленных запасов может быть

увеличен от 1,6 до 24 млн.т. Окончательное решение и выбор МУН для конкретных объектов могут быть приняты после проведения известных технико-экономических расчетов.

Таблица 1

МУН по эксплуатационным объектам морских месторождений Азербайджана с ТИЗ

NN	Методы повышения нефтеотдачи пластов	Число эксплуатационных объектов	Балансовые запасы, млн. т		Накопленная добыча нефти, млн.т	Увеличение нефтеотдачи, %	Ожидаемый прирост запасов, млн. т
			Начальные	Остаточные			
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ПАВ	13	85	78	7.1	2-3	1.6-2.3
2	Щелочь	6	54	49	5.2	5-10	2.5-4.9
3	Полимер	6	54	49.5	5.2	7-10	3.5-4.9
4	Циклическая закачка	13	85	49	7.1	3-5	2.4-3.9
5	Водогазовое воздействие	13	85	78	7.1	5-6	3.9-4.7
6	Микробиологические	13	105	88	17	14-19	12.4-16.9
7	Термические	18	149	120	29.4	4-20	4.8-24.0

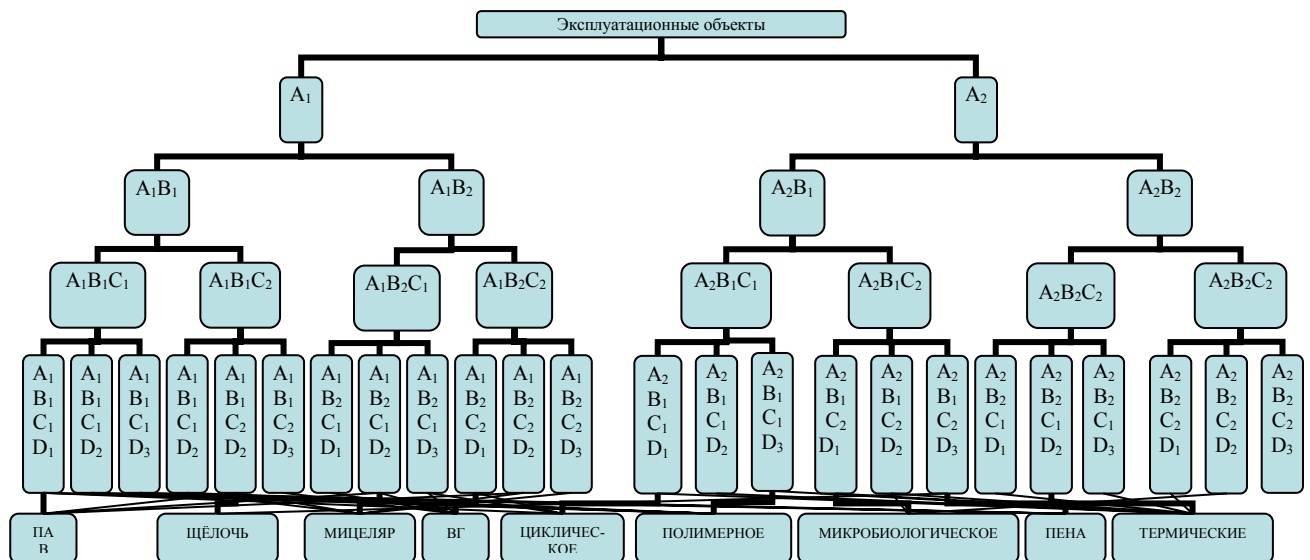


Рис. 1. Классификация перечисления эксплуатационных объектов для применения методов повышения нефтеотдачи пластов, где

A – вязкость нефти: A1 - <10мПа·с, A2 - >10мПа·с;

B – глубина залегания пластов: B1 - <2000 м, B2 - >2000 м;

C – проницаемость пород-коллекторов: C1 - <0.1 мкм², C2 - >0.1 мкм²;

D – степень использования геологических запасов: D1 - <10%, D2 - 10 – 20%, D3 - >20%.

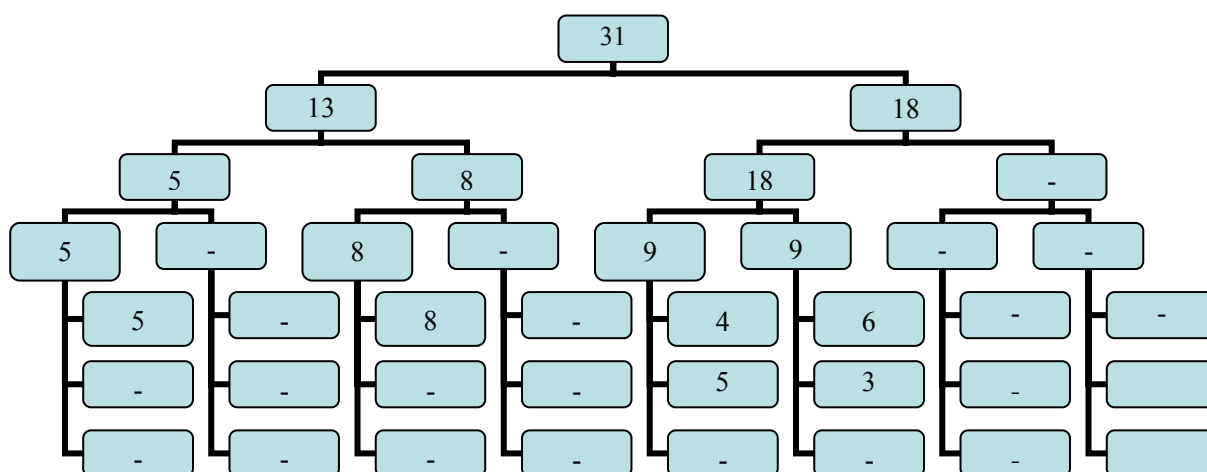


Рис. 2. Распределение объектов с ТИЗ по морским месторождениям Азербайджана

Горизонтальные скважины. В комплекс методов доразработки нефтяных месторождений в последние годы все более активно включается бурение ГС. Сразу отметим, что термин «горизонтальная скважина» в нашем случае не означает, что скважина должна быть строго горизонтальной, данный термин используется и для скважин с высокими отклонениями, превышающими 90° . ГС имеют ряд неоспоримых преимуществ перед традиционно используемыми вертикальными скважинами, отличающихся возможностями изменения геометрического положения их ствола, что позволяет на два и более порядка увеличить протяженность дренажных каналов, изменить направление фильтрационных потоков, значительно увеличить зону дренирования нефтенасыщенной площади залежи. Эксплуатация залежей с ГС в первую очередь обусловлена их высокими добычными возможностями, выигрышным соотношением между увеличением добычи нефти и затратами на их строительство. Даже если будут получены одинаковые дебиты как в горизонтальных, так и в вертикальных скважинах (ВС), то при меньших депрессиях на пласты в ГС значительно уменьшается интенсивность пескопроявлений, а явления преждевременного обводнения пластов могут быть практически исключены.

Опыт использования ГС при разработке длительно эксплуатируемых месторождений сформировал ряд требований и выработал пе-

речень критериев их применения при реабилитации таких залежей (Багиров и др., 1998; Джалалов и др., 2002 и др.). Из анализа зарубежного опыта вытекает, что наибольший эффект при эксплуатации ГС достигается в залежах нефти, характеризующихся следующими геолого-промысловыми характеристиками:

- большие остаточные извлекаемые запасы,
- неоднородные, сильно расчлененные пласты, с наличием застойных или слабодренированных зон,
- низкая проницаемость коллекторов ($K_{пр} < 0,1 \text{ мкм}^2$),
- высокая вязкость нефти ($\mu > 10 \text{ мПа}\cdot\text{с}$),
- низкоэффективный режим разработки пласта, режим истощения,
- эффективная толщина пласта не менее 5 м.

Ниже рассмотрены возможности использования ГС на морских месторождениях с ТИЗ.

Для этого на первом этапе исследований выделяются потенциально пригодные с геологической точки зрения залежи нефти, на втором этапе определяется очередность их вовлечения по технологическим факторам, а на третьем – по экономическим показателям. С целью определения перечня наиболее привлекательных объектов для применения ГС в наших условиях был разработан подход, который опирается на выбор эксплуатационных объектов с наибольшими остаточными запа-

сами и самыми низкими коэффициентами нефтеотдачи. Предельное значение текущего коэффициента нефтеотдачи было принято 0,10, что позволило исключить из рассмотрения залежи со значительными депрессионными зонами и зонами высокого обводнения и др. (рис.3).

Таким образом, было выделено только 7 эксплуатационных объектов морских место-

рождений с достаточно высокими значениями остаточных запасов нефти (табл.2). Далее объекты были сгруппированы в три подраздела в зависимости от глубины залегания, которая при прочих равных условиях сильно влияет на стоимость ГС: до 2000м; от 2000 до 4000м; более 4000м.

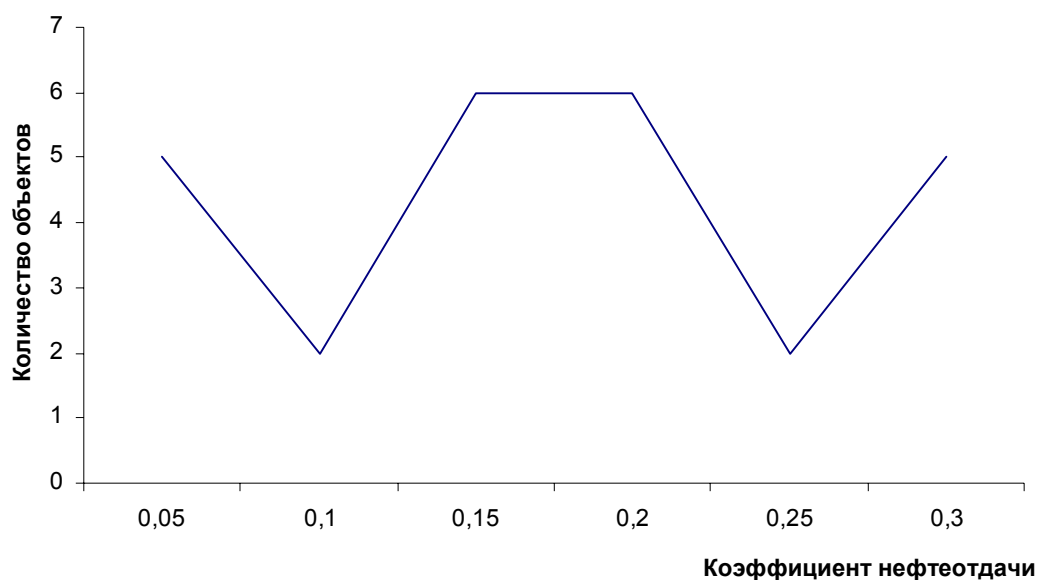


Рис. 3. График распределения эксплуатационных объектов морских месторождений Азербайджана

Таблица 2

Перечень эксплуатационных объектов морских месторождений, рекомендуемых для ГС

№	Месторождение	Залежь	Текущий коэффициент нефтеотдачи
Первая группа объектов (средняя глубина залегания до 2000 м)			
1	Грязевая сопка	ПК	0,07
2	Грязевая сопка	КаС ₁	0,04
3	Грязевая сопка	КаС ₃	0,09
4	Вост. Абшерон	КС	0,02
5	Ази Асланов	КС ₁₋₂	0,02
Вторая группа объектов (средняя глубина залегания от 2000 до 4000м)			
6	Зых	КС	0,004
Третья группа объектов (средняя глубина залегания более 4000 м)			
7	Говсаны	КаС ₁	0,004

Так, в первую группу вошло пять объектов, во вторую – один объект, и в третью – один. Изучение внутренней структуры выделенных залежей показало, что подавляющее большинство эксплуатационных объектов приурочено к залежам кирмакинской и калинской свит продуктивной толщи, которые, как правило, характеризуются неблагоприятными геологическими показателями (резкая фациальная изменчивость, высокая неоднородность, локальный характер дренирования и т. д.). Окончательное решение при выборе конкретных объектов и установление их очередности для бурения ГС могут быть приняты после завершения технико-экономических расчетов.

Методы выделения эксплуатационных объектов для совместной эксплуатации двух и более пластов. Отличительной особенностью разработки морских месторождений нефти и газа является выполнение требований о завершении проводимых процессов в определенные сроки. Превышение этих сроков приводит к проведению исключительно трудоемких мероприятий по восстановлению разрушенных коррозией гидротехнических сооружений, трубопроводных коммуникаций и др. Все это, естественно, требует вложения дополнительных средств, что в конечном итоге приводит к повышению себестоимости добываемой продукции. Вместе с тем, как показал анализ материалов разработки морских месторождений различных стран мира, сроки, определенные в 25-30 лет, для надежного проведения разработки этих месторождений в большинстве случаев не соблюдаются. Такое положение свойственно и месторождениям, расположенным в акватории Каспийского моря, где состояние гидротехнических сооружений не позволяет развернуть широкомасштабные геолого-технологические мероприятия при жестком дефиците экономических ресурсов предприятия.

Таким образом, мероприятия по увеличению темпов разработки длительно эксплуатируемых морских месторождений должны быть не только геологически обоснованы, но и экономически оправданы. Другими словами, максимально полная выработка запасов залежей морских месторождений должна быть связана с известными прогрессивными методами разработки, которые на сегодняшний день экономически реально осуществимы.

Ниже рассматривается метод объединения двух или более пластов в один эксплуатационный объект. При этом определяющим условием для приобщения пластов в первую очередь является незначительное различие их основных геолого-эксплуатационных показателей (Багиров, 1979; Девис, 1990; Родионов, 1981; Харбух и др., 1981; Салманов, 2004; Reservoir appraisal ... 2003 и др.).

Для этого был разработан новый подход, предусматривающий выделение групп идентичных залежей в разрезе многопластовых месторождений по комплексу геолого-промысловых характеристик, которые содержат: обобщенные данные о залежи (пористость, проницаемость, количество действующих скважин и др.), текущие показатели разработки залежей (среднесуточный дебит, пластовое давление, газовый фактор и др.) и текущие данные физико-химических характеристик флюидов (плотность нефти, вязкость, общая минерализация пластовых вод и др.), на основе которых рассчитывается критерий Д.А.Родионова по формуле (Родионов, 1981):

$$v(r^2) = \frac{n_1 + n_2 - 1}{(n_1 + n_2)n_1n_2} \sum_{j=1}^m \frac{\left(n_2 \sum_{i \in A_1} x_{ij} - n_1 \sum_{i \in A_2} x_{ij} \right)^2}{\sum_{i \in T} x_{ij}^2 - \frac{1}{n_1 + n_2} \left(\sum_{i \in T} x_{ij} \right)^2}$$

Если проверяемая гипотеза верна, то $v(r^2)$ будет представлять собой значение случайной величины, распределенной как χ^2 с m степенями свободы. Таким образом, гипотеза об однородности принимается, если

$$\max_{r^2 \in R^2} v(r^2) \leq \chi_{g,m}^2.$$

Если гипотеза об однородности принята, то это означает, что по имеющимся данным никаких разграничений изучаемого объекта проводить не надо, потому что любое из них не будет обоснованным. Если принимается альтернативное решение, то это будет означать, что изучаемый объект по имеющимся данным может быть разделен по крайней мере на две совокупности, причем в качестве приемлемого варианта разграничения выбирается тот, которому будет соответствовать $\max v(r^2)$.

Следует отметить, что независимо от того, насколько корректно решена задача выде-

ления эксплуатационных объектов в разрезе многопластового месторождения, она должна периодически уточняться. Это связано с тем, что значения параметров смежных эксплуатационных объектов в процессе разработки подвержены изменениям и после определенного периода могут оказаться существенными. Так, предлагаемые мероприятия, позволяют повы-

сить эффективность разработки многопластовых месторождений за счет более эффективного использования фонда скважин.

Ниже рассматривается реализация метода разграничения геологических объектов по комплексу признаков на примере одного морского месторождения (табл.3).

Таблица 3

Комплекс геолого-промысловых признаков гипотетического месторождения

Залежь	Пористость, %	Проницаемость, 0,001 мкм	Текущие показатели						Текущие данные физико-химических характеристик флюидов			Общая толщина, м	Эффективная толщина, м	Площадь нефтеносности, 104 м ²	Количество действующих скважин	V(r) (x=19,7)
			Текущий коэффициент нефтеотдачи	Среднесуточный дебит, т	Среднесуточный дебит воды, тыс. т	Обводненность, %	Пластовое давление, МПа	Газовый фактор, м ³ /м ³	Плотность нефти, кг/м ³	Вязкость нефти, Мпас	Общая минерализация пластовых вод, мг-экв.					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
V	27	360	0.20	2.0	2.0	50.0	3.9	47	915	11	131.0		14.1	10.0	1	20,5 22,2 25,0 27 24,3 29,1 30,3 27,2 25,1
VI	21	450	0.17	2.5	3.0	54.5	9.8	49	885	3.6	109.0	38.0	34.3	252.9	4	
VII	24	400	0.34	6.9	3.2	58.1	14.2	58	887	4.8	121.2	75.0	14.3	219.4	8	
VIIa	26	400	0.26	7.2	3.5	56.2	15.0	62	900	4.9	115.8	75.0	10.4	571.2	8	
VIII	19	510	0.40	7.3	8.0	42.3	16.9	83	884	8.5	110.8	55.0	19.7	853.3	18	
IX	20	330	0.29	11.3	7.6	40.2	12.0	63	883	6.8	102.6	109.0	13.4	1137.0	9	
X	24	470	0.48	14.5	5.7	28.2	14.7	83	879	3.0	94.8	38.0	21.5	891.0	24	
СП	23	350	0.42	9.6	2.7	22.0	16.0	59	885	3.7	104.6	51.0	32.1	436.7	12	
НКГ	25	100	0.23	3.2	1.2	27.3	18.0	42	864	1.6	92.8	41.0	11.4	344.9	3	
НКП	23	600	0.54	16.5	1.6	8.8	18.7	83	854	5.0	94.8	51.0	14.4	807.9	8	
КС _B	21	36	0.04	2.2	2.2	50.0	20.5	50	891	4.8	100.5	61.0	3.2	16.0	-	23,2
КС ₁	23	100	0.24	5.4	5.0	48.0	12.0	32	872	2.6	116.8	48.0	10.5	298.2	1	19,0
КС ₂	23	105	0.42	5.8	5.8	55.0	12.5	33	872	2.8	111.8	41.0	9.1	399.6	6	
ПК ₁	24	590	0.71	17.3	14.0	36.6	17.0	58	879	5.0	70.8	22.0	21.6	286.3	5	7.4
ПК ₂	25	660	0.66	16.6	15.0	40.4	17.0	60	891	4.9	72.6	34.0	15.6	315.6	2	
ПК ₃	24	580	0.71	15.2	13.0	46.1	16.0	31	897	6.8	60.6	43.0	13.2	234.0	1	8.1
КаС ₁	25	270	0.49	5.4	8.0	59.7	18.5	58	877	5.8	84.0	34.0	9.4	19.9	1	6.4
КаС ₂	25	290	0.51	5.2	8.2	58	19.2	60	890	4.5	84.4	34.0	20.2	5.0	-	
КаС ₃	22	160	0.21	2.2	24.4	91.7	17.0	51	895	3.2	50.0	33.0	9.2	57.9	-	7.7
КаС ₄	23	163	0.21	2.2	24.4	99.3	16.0	51	895	3.2	50.0	36.0	9.2	57.9	-	

Прежде чем реализовать программу по уточнению стратиграфических границ между эксплуатационными объектами был осуществлен поиск критического значения $\chi^2_{g;m}$, на основе которого судят о возможности сохранения или ликвидации этих границ. Данная задача решалась на основе данных одиннадцати параметров и при 95% достоверности, соответствующей $\alpha=0,05$, значение $\chi^2_{g;m}=19,7$. Это означает, что границы, для которых вычисленные значения $\nu(r_0^2) > 19,7$, на текущем этапе разработки существенно отличаются друг от друга. В случае если $\nu(r_0^2) \leq 19,7$, то такие границы являются нежесткими, сохранение их будет носить символический характер, и их можно объединить.

Изучение значений $\nu(r_0^2)$ показывает, что на исследуемом месторождении продуктивная толща по комплексу признаков делится на пачки, число которых несколько отличается от существующего деления.

Так, если в пяти случаях ранее выделенные границы подтверждаются, то в остальных пяти случаях надежность выделения залежей по степени неоднородности вызывает сомнения. Эти границы отбиваются между КС₁ и КС₂ ($\nu(r_0^2)=5,8$); ПК_{1В} и ПК₁ ($\nu(r_0^2)=7,4$); ПК_{2В} и ПК_{2Н} ($\nu(r_0^2)=8,1$); КаС₁ и КаС₂ ($\nu(r_0^2)=6,4$); КаС₃ и КаС₄ ($\nu(r_0^2)=7,7$). Учитывая, что эти значения значительно меньше критического, есть достаточно оснований рекомендовать объединение этих объектов для совместной эксплуатации. Таким образом, предложенная методика позволила уточнить схему выделения эксплуатационных объектов в разрезе рассматриваемого месторождения. Как видно, предложенная система выделения залежей несколько отличается от ныне существующей схемы (табл.4).

Таблица 4

Результаты обновленной схемы выделения эксплуатационных объектов гипотетического морского месторождения

Свиты, горизонты	Существующая схема	Рекомендуемая схема
IV		
V		
VI		
VII		
VIIa		
VIII		
IX		
X	X	X
СП	СП	СП
НКГ	НКГ	НКГ
НКП	НКП	НКП
	КСВ	КСВ
КС	КС ₁	КС ₁₊₂
	КС ₂	
	ПК _{1В}	ПК ₁
ПК	ПК ₁	
	ПК _{2В}	
	ПК _{2Н}	ПК ₂
	КаС ₁	КаС _В
КаС	КаС ₂	
	КаС ₃	
	КаС ₄	
		КаС _Н

Оперативное приобщение пластов в соответствии с предложенной схемой позволит уточнить надежность выделения геологических границ залежей в процессе разработки месторождения в целом. Следует отметить, что по ряду морских месторождений с высокой экономической эффективностью такие работы были проведены.

ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

Предложен комплексный подход, облегчающий составление блока стратегического развития нефтегазодобычи в части эффективного выбора применяемых МУН и новых технологий повышения нефтедобычи по объектам с ТИЗ месторождений региона или нефтяных компаний.

При этом для условий морских месторождений Азербайджана и на основе анализа их разработки:

- Усовершенствована классификационная модель, позволяющая выбирать эксплуатационные объекты для применения МУН с выдачей прогнозных оценок их эффективности.

- Установлены первоочередные эксплуатационные объекты для бурения ГС.

- Использован новый подход для выделения эксплуатационных объектов в разрезе многопластовых месторождений по комплексу геолого-промысловых признаков, позволяющий совершенствовать применяемые системы разработки.

ЛИТЕРАТУРА

- АБАСОВ, М.Т., БАГИРОВ, Б.А., САЛМАНОВ, А.М., НАЗАРОВА, С.А. 2005. О разработке залежей с трудноизвлекаемыми запасами нефти. *Труды Института Геологии*, 32, 25-37.
- АБАСОВ, М.Т., БАГИРОВ, Б.А., САЛМАНОВ, А.М., НАЗАРОВА, С.А. 2002. Моделирование нефтеотдачи пластов, характеризующихся различными природными режимами. *Изв. НАНА, Науки о земле*, 3, 22-25.
- БАГИРОВ, Б.А. 1979. Определение возможности объединения пластов в общий объект разработки. *Нефтяное хозяйство*, 5, 30-34.
- БАГИРОВ, Б.А., МАМЕДОВ, Т.М., САЛМАНОВ, А.М. 1994. Геологические основы выбора нефтяных залежей месторождений Азербайджана для разработки горизонтальными скважинами. *Азерб. нефтяное хозяйство*, 6, 33-36.
- БАГИРОВ, Б.А., САЛМАНОВ, А.М., ГАСАНАЛИЕВ, М.К. 1998. Об определении качества запасов нефти. *Геология нефти и газа*, 1, 22-25.
- ДЕВИС, Дж. С. 1990. Статистический анализ данных в геологии. Недр, Москва, 427.
- ДЖАЛАЛОВ, Г. И., ДАДАШОВ, А.М., ЖИДКОВ, Е.Е. 2002. Применение горизонтальных скважин при разработке нефтяных и газовых месторождений. *Библиографический указатель*. Баку, 39.
- САЛМАНОВ, А.М. 2004. О проблеме доработки месторождений Азербайджана горизонтальными скважинами. *Геология нефти и газа*, 6, 41-43.
- СУРГУЧЕВ, М.Л. 1988. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи. Недр, Москва, 200.
- РОДИОНОВ, Д. А. 1981. Статистические решения в геологии. Недр, Москва, 231.
- ХАРБУХ, Дж. У., ДАВТОН Дж. Х., ДЕВИС Дж. К. 1981. Применение вероятностных методов в поисково-разведочных работах на нефть. Недр, Москва, 246.
- RESERVOIR APPRAISAL AND DEVELOPMENT. 2003. RAD1.HELIX RDS, REPRO overflow, Aberdeen, presented bp., Baku, Azerbaijan, 200.