

© Б.А.Багиров, Л.А.Абдуллаева, 2014

ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ МОРСКИХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ АЗЕРБАЙДЖАНА

Б.А.Багиров, Л.А.Абдуллаева

*Азербайджанская Государственная Нефтяная Академия
AZ1110, Баку, просп. Азадлыг, 20*

Несмотря на длительный период разработки морских месторождений Азербайджана, их пласты характеризуются высокими объемами остаточных запасов нефти. Однако анализ геолого-промысловых материалов свидетельствует о значительных различиях в результатах разработки исследуемых залежей, хотя здесь практически повсеместно применялись идентичные технологии добычи: текущий коэффициент нефтеотдачи по залежам Абшеронского архипелага варьирует от 0,05 до 0,60, а Бакинского архипелага – от 0,08 до 0,30.

Выявление факторов, влияющих на нефтеотдачу, и тем самым обоснование мероприятий по рациональной доработке залежей производилось на базе геолого-математических моделей, которые способствуют определению роли природно-технологических параметров залежей при реализации запасов. Опираясь на созданные модели, можно выявить влияние каждого геолого-технологического фактора на нефтеотдачу, рекомендовать мероприятия по регулированию процессов нефтеизвлечения и тем самым повысить эффективность их разработки.

Введение

На шельфе Каспия разрабатываются 18 морских нефтяных месторождений Азербайджана, из которых на Абшеронском архипелаге в разработке находятся 14, а на Бакинском – 4 месторождения. Анализ геолого-промысловых материалов этих месторождений Азербайджана свидетельствует о значительных различиях в результатах разработки залежей, хотя практически повсеместно применялись идентичные технологии добычи: текущий коэффициент нефтеотдачи по залежам Абшеронского архипелага варьирует от 0,05 до 0,60, а Бакинского – от 0,08 до 0,30 (рис.1).

Выявление факторов, влияющих на нефтеотдачу, и тем самым обоснование мероприятий по рациональной доработке залежей представляют большой научно-практический интерес. Известно, что такая проблема надежно решается на базе геолого-математических моделей, интерпретация их структуры способствует выявлению роли природно-технологических параметров залежей при реализации запасов.

Методические аспекты

Создание модели нефтеотдачи для всего региона без учета характера проявления энергетических условий залежей оказывается некорректным. Из опыта проведения такого рода исследований вытекает, что математические модели оказываются адекватными, если они отражают конкретные энергетические условия разрабатываемых объектов. А на подавляющем боль-

шинстве залежей месторождений Южно-Каспийской впадины выделяются два типа пластовой энергии: пассивный и активный.

Пассивный тип – при нем наблюдается режим растворенного в нефти газа (в процессе разработки по мере снижения пластового давления из нефти выделяется газ и увеличивается его объем, за счет чего нефть замедленными темпами движется к зоне дренирования).

Активный тип характеризуется смешанным режимом (проявляется энергией водных бассейнов законтурных областей при сочетании с режимом растворенного в нефти газа).

После детального изучения характера проявления пластовой энергии залежей морских месторождений с привлечением математических методов (кластер-анализ, дискриминантные функции и др.) установлена следующая их расстановка: 68 эксплуатационных объектов характеризуются режимом растворенного газа, 81 объект – смешанным (см. табл.).

Установленные группы залежей по результатам разработки существенно различаются друг от друга. Так, если текущие коэффициенты нефтеотдачи по залежам I группы составляют в среднем 0,20, то по объектам II группы – более 0,30. Отметим, что в I группу вошли объекты в основном гырмакинской свиты, редко галинской и балаханской свит.

Степень различия текущих коэффициентов нефтеотдачи по группам залежей отражена на рис. 2.

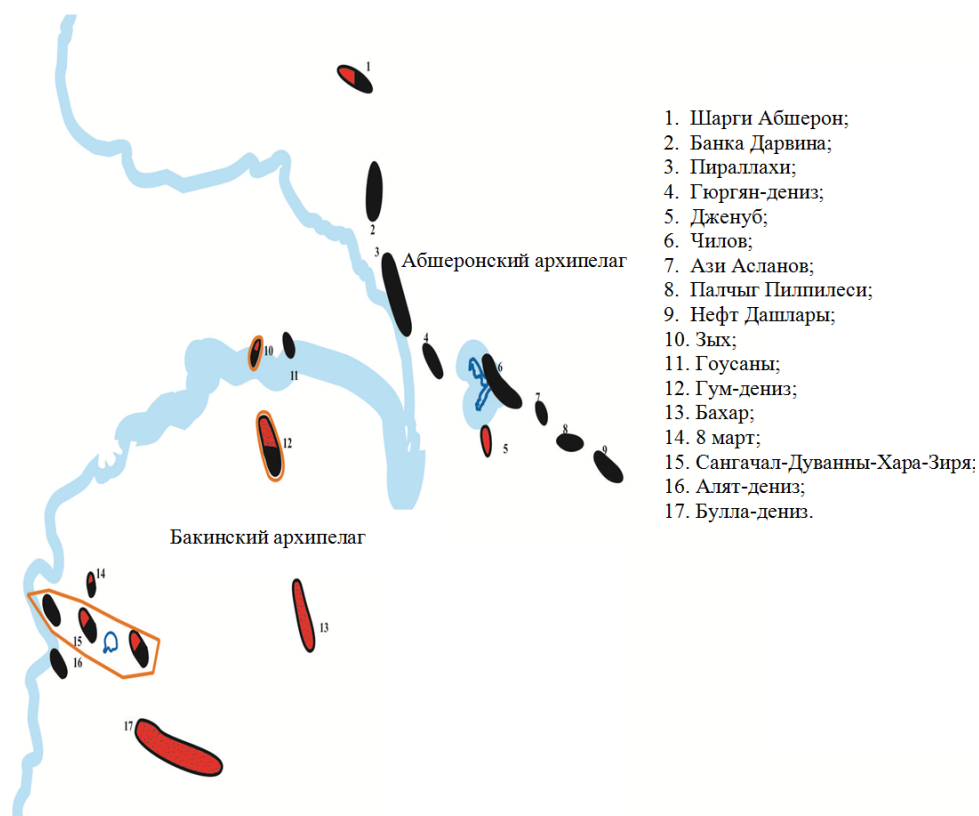


Рис. 1. Карта распределения морских месторождений Азербайджана

Режимы	Количество объектов	Начальные запасы, млн.т.		Накопленная добыча нефти с начала разработки, млн.т.	Коэффициенты нефтеотдачи		Остаточные запасы, млн.т.	
		баланс.	извл.		тек.	кон.	баланс.	извл.
Растворенного газа	68	281,1	85,5	59,8	0,20	0,33	221,3	25,7
Смешанный	81	753,0	341,5	282,3	0,38	0,45	470,4	59,2

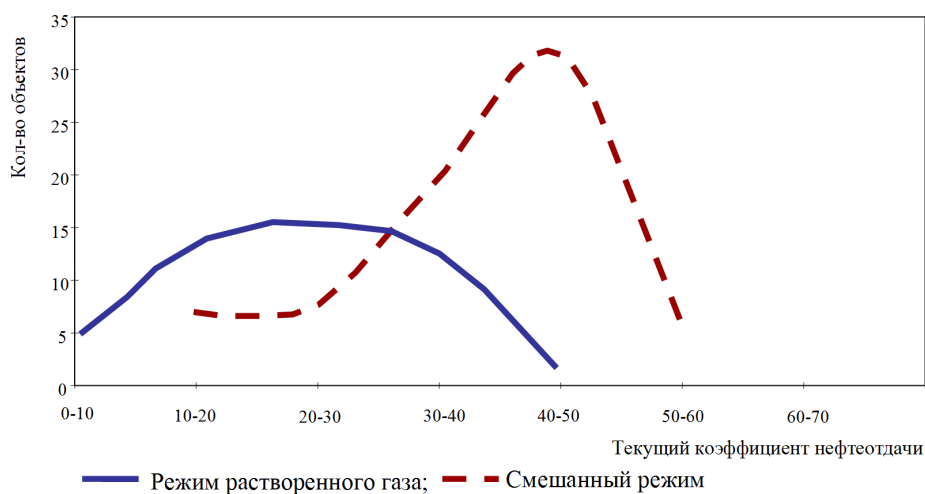


Рис. 2. График распределения текущего коэффициента нефтеотдачи по объектам, характеризующимся режимом растворенного газа и смешанным режимом

Для выделения причин разнохарактерной реализации запасов нефти в выделенных группах залежей составлены модели нефтеотдачи.

При этом в матрицу залежей с режимом растворенного газа были включены средние значения 16 признаков: эффективная толщина пластов (x_1), пористость пород (x_2), проницаемость коллекторов (x_3), песчанность пород (x_4), количество цементирующего вещества в породе (x_5), расчлененность отложений (x_6), вязкость нефти (x_7), плотность нефти (x_8), плотность сетки скважин (x_9), обводненность продукции (x_{10}), темп отбора в начальный период разработки (x_{11}), перепад давления за время разработки объектов (x_{12}), давление насыщения (x_{13}), объемный коэффициент нефти (x_{14}), температура пласта (x_{15}) и газовый фактор (x_{16}). А для залежей со смешанным режимом – первые вышепоказанные 11 признаков (Abdullayeva, 2006; Багиров, 2011; Bağırov və b., 2003).

В результате реализации программы были получены следующие модели нефтеотдачи:

для объектов, характеризующихся режимом растворенного газа

$$Y_1 = 0,13378 + 0,05735(x_1) + 0,1487\sqrt{(x_2)} + 0,015(x_3) - 0,00706(x_6) - 0,0839(x_7) + 0,0342(x_{11}) - 0,01344(x_{12})$$

$$R_{\text{мн}} = 0,75, \quad (1)$$

для объектов, характеризующихся смешанным режимом

$$Y_2 = 1,024 - 0,655(x_1) + 5,334 \frac{1}{e^{x_3}} + 0,212(x_6)^{-1} - 0,457(x_7) + 1,714(x_{10}) + 3,126(x_{11})$$

$$R_{\text{мн}} = 0,76. \quad (2)$$

Следует указать, что в структуру уравнений включались лишь те признаки, которые оказали существенное (положительное или отрицательное) влияние на нефтеотдачу. Остальные признаки, как малозначимые, не нашли своего отражения в уравнениях. Ниже дается краткая трактовка полученных моделей.

Режим растворенного газа. В модели 1 участвовало 6 геологических и 1 технологический параметры. Как видно из этой модели, на текущий коэффициент нефтеотдачи из геологических параметров положительное влияние оказали такие параметры, как эффективная толщи-

на, пористость пород-коллекторов, проницаемость пород-коллекторов, обводненность, текущее пластовое давление, перепад давления и газовый фактор, а отрицательно влияли такие параметры, как вязкость нефти, плотность нефти и из технологических – темп отбора в начальный период разработки.

Смешанный режим. По модели 2 видно, что на текущий коэффициент нефтеотдачи из геологических параметров положительное влияние оказали такие параметры, как пористость и проницаемость пород-коллекторов, а из технологических – темп отбора в начальный период разработки. Отрицательное влияние оказали такие параметры, как вязкость и плотность нефти, эффективная толщина.

Для выявления надежности составленных моделей решено использовать возможности также графоаналитического моделирования с привлечением данных по исследуемым залежам морских месторождений. Этот метод опирается на корреляционную матрицу, которая отражает зависимость всех значимых параметров, участвующих в модели, от текущего коэффициента нефтеотдачи на плоскости.

Для вычисления коэффициента корреляции используется формула:

$$r_{ij} = \frac{S_{ij}}{S_i \cdot S_j}, \quad (3)$$

где, S_{ij} – переменный коэффициент корреляции, а S_i и S_j – стандартное отклонение. Вариационный вид этой формулы для переменных параметров выглядит так:

$$r = \frac{\sum_{n=1}^N y_{ni} \cdot y_{nj}}{\left[\sum_{n=1}^N y_{ni}^2 \cdot \sum_{n=1}^N y_{nj}^2 \right]^{\frac{1}{2}}}, \quad (4)$$

y_{ni} и y_{nj} – переменные вариации. Для стандартной матрицы эта формула имеет более упрощенный вид:

$$R = \frac{Z^1 \cdot Z}{N}. \quad (5)$$

Корреляционная матрица считается симметрично-квадратичной, если образовалась на основе отношения стандартных скалярных величин (Z^1, Z) к выборочному объему матрицы N , где N – количество измерений.

Нужно отметить, что в геолого-промысловых исследованиях значительную роль играет геометрическая интерпретация корреляционной матрицы. Формула представляется в следующем виде:

$$R_{ij} = \frac{Y_i^1 \cdot Y_j^1}{\left[(Y_i^1 \cdot Y_i^1)^{\frac{1}{2}} \cdot (Y_j^1 \cdot Y_j^1)^{\frac{1}{2}} \right]}, \quad (6)$$

где коэффициенты корреляции выражены в форме векторов вариации и показаны как отношение распределения скалярного вектора двух коэффициентов к их длине. Тогда это уравнение будет иметь вид:

$$\cos \varphi = \frac{Y_i^1 \cdot Y_j^1}{\left[(Y_i^1 \cdot Y_i^1)^{\frac{1}{2}} \cdot (Y_j^1 \cdot Y_j^1)^{\frac{1}{2}} \right]}, \quad (7)$$

где $\cos \varphi$ — косинус угла между векторами. Можно сделать вывод:

$$R_{ij} = \cos \varphi. \quad (8)$$

Как видно из уравнения, корреляцию между двумя изменяющимися параметрами можно провести с помощью интерпретации углов между пространственными векторами. Так, если значение коэффициента корреляции окажется высоким, значит, влияние этого параметра на нефтеотдачу будет сильным (Abdullayeva, 2006; Дэвис, 1972; Дрейпер, Смит, 1973).

Расстояние между параметрами определяется с помощью формулы:

$$d = \frac{1}{R_{ij}}, \quad (9)$$

а угол между ними равен $\varphi = \arccos R_{ij}$.

Для составления графоаналитической модели была построена корреляционная модель как для режима растворенного газа, так и для смешанного режима. Далее после определения положительного и отрицательного влияния всех параметров на текущий коэффициент нефтеотдачи были построены две модели (рис. 3 и 4).

Результаты корреляционно-регрессионного и графоаналитического анализов для обеих групп залежей показали их абсолютную идентичность и тем самым адекватность.

Опираясь на структуры моделей, полученные разными методами, характер влияния параметров на нефтеотдачу можно проиллюстрировать на рис. 5.

На рис. 5 изображена схема, которая позволяет раскрыть, какое влияние оказывают геолого-технологические параметры при разработке нефтяных залежей морских месторождений на нефтеотдачу. Модель сводится к следующему:

1. Эффективная толщина (x_1). Этот значимый параметр входит в уравнения обеих моделей. Однако увеличение его значения оказало положительное влияние на выработку запасов залежей, характеризующихся режимом растворенного газа, тогда как это увеличение нередко отрицательно влияло на нефтеотдачу залежей со смешанным режимом дренирования. Отмеченное явление может быть объяснено следующими геолого-промысловыми представлениями: в залежах с режимом растворенного газа в процессе разработки по мере уменьшения газовых ресурсов, растворенных в нефти, естественно, уменьшаются и объемы нефти, вытесненной к забоям скважин. Увеличение длины фильтра путем дострела всегда давало положительные результаты. Примером отмеченного могут служить объекты гырмакинской свиты на месторождениях Абшеронского архипелага, где даже на поздней стадии разработки подключение дополнительного интервала эффективной толщины позволило существенно увеличить среднесуточный дебит нефти. Что касается залежей со смешанным режимом, то увеличение фильтра нередко сопровождалось пробкообразованием, что осложняло дренирование всего простреленного интервала фильтра. Кроме того, в таких залежах использование чрезмерно больших фильтров всегда сопровождалось риском включения в разработку водоносных пропластков, которые обычно в таких залежах оказываются весьма агрессивными.

2. Пористость пород-коллекторов (x_2). Этот параметр входил в уравнение как положительно влияющий на нефтеотдачу лишь в модели залежей с режимом растворенного газа.

3. Проницаемость пород-коллекторов (x_3). Как и следовало ожидать, положительно значимое влияние этого параметра на нефтеотдачу отмечается в обоих уравнениях. Не трудно полагать, что увеличение проводимости пласта обеспечивает подвижность нефти в пористой среде, хотя значимость его в различных проявлениях режима отмечается по-разному.

4. Песчанистость пород-коллекторов (x_4) как параметр, значимо оказывающий влияние

на выработку объектов, не был зафиксирован.

5. Количество цементирующего вещества в породах (x_5). Этот параметр также не сыграл какой-либо значимой роли при разработке обоих типов объектов.

6. Расчлененность пластов (x_6). Отрицательное проявление частоты прослаивания эксплуатируемого объекта не требует особого пояснения. Отметим только то, что в любых природных условиях в процессе разработки расчлененность пласта осложняет равномерное перераспределение энергетических ресурсов по его объему, не позволяет обеспечить фронтальное движение водонефтяного контакта или вытеснение флюидов к за-

боям скважин за счет расширения пузырьков газа.

7. Вязкость нефти (x_7) также выступает отрицательно в любых условиях разработки пласта. Чем выше вязкость нефти, тем труднее ее движение в пластовых условиях.

8. Плотность нефти (x_8) как параметр, оказывающий влияние на подвижность нефти, тем не менее не входит в структуру уравнений. Причиной этого обстоятельства является то, что, во-первых, плотность нефти находится в тесной положительной взаимосвязи с вязкостью нефти (которая, как уже отмечено, входила в оба уравнения) и, во-вторых, влияние параметра на нефтеотдачу и в других провинциях оказалось незначимым.

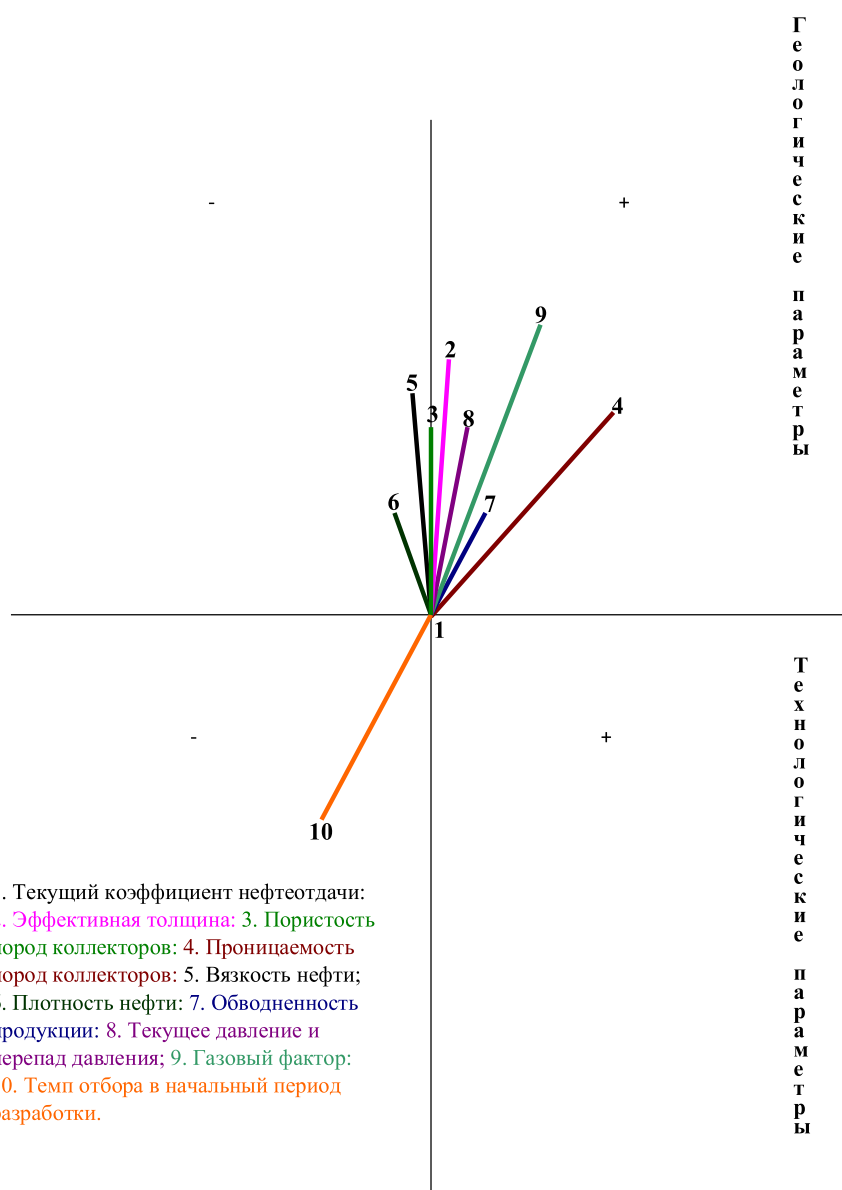


Рис. 3. Графоаналитическая модель для морских месторождений, разрабатываемых в режиме растворенного газа

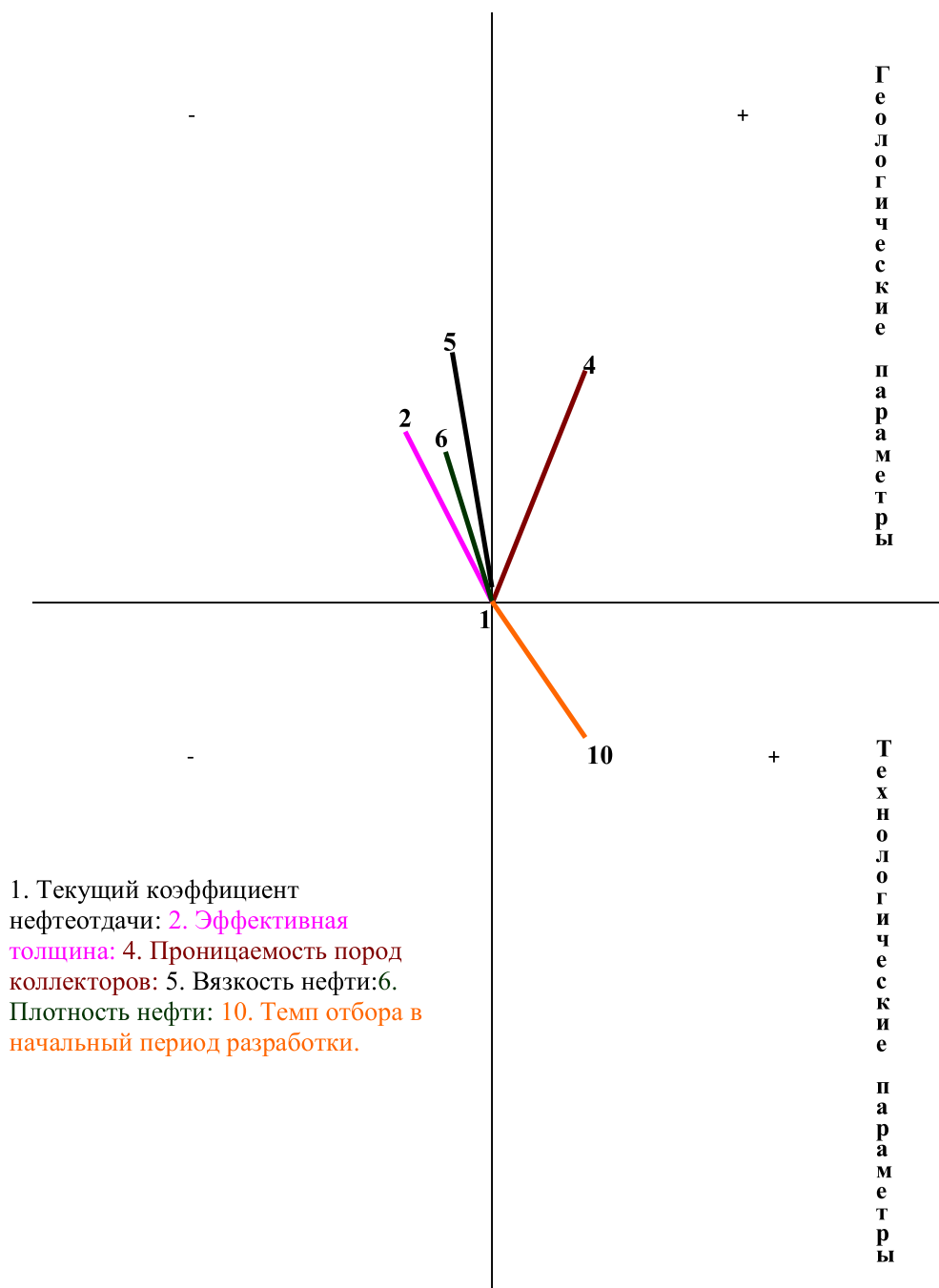


Рис. 4. Графоаналитическая модель для морских месторождений, разрабатываемых в смешанном режиме

9. Плотность сетки скважин (x_9) положительно повлияла на нефтеотдачу залежей, характеризующихся режимом растворенного газа, тогда как для смешанного режима существенную роль не сыграла, что объясняется следующими соображениями: по залежам с режимом растворенного газа ввиду невозможности создания в процессе разработки общей воронки депрессии давлений для всех залежей, каждая вновь пробуренная скважина способствовала извлечению из различ-

ной части пласта определенного объема нефти. Хотя в процессе разработки накопленная добыча нефти за счет введения в эксплуатацию новых скважин снижается, однако, как показал геолого-промысловый анализ таких залежей, без дополнительного бурения новых скважин текущий уровень нефтеотдачи оказался бы существенно меньшим. А для залежей со смешанным режимом достижение высоких значений этого параметра связано с тем, что после ввода объекта в разработку

скважинами основного фонда создаётся общая воронка депрессии, которая, во времени закономерно изменяясь, расширяется. Каждая новая скважина, пробуренная здесь взамен вышедшей из эксплуатации, может только компенсировать первоначальные потери нефти. А дальнейшее уплотнение сетки скважин, как правило, приводит к перераспределению общей добычи между всеми скважинами в силу того, что в таких природных условиях между скважинами довольно быстро образуется взаимовлияние.

10. Темп отбора в начале разработки (x_{10}). При режиме растворенного газа чем больше от-

боров в начале разработки, тем меньше оказывается нефтеотдача. Это связано с тем, что в это время исключительно высокие отборы обеспечивались за счет неоправданно опережающего расхода пластовой энергии. Истощение энергии газа уже на начальном этапе разработки в поздней стадии не могло оказать влияние на подвижность нефти в пористой среде. А в залежах со смешанным режимом – наоборот, чем больше отбор в начале разработки, тем больше отрезок кривой динамики добычи нефти на III и даже IV стадиях и таким образом тем больше коэффициенты нефтеотдачи.

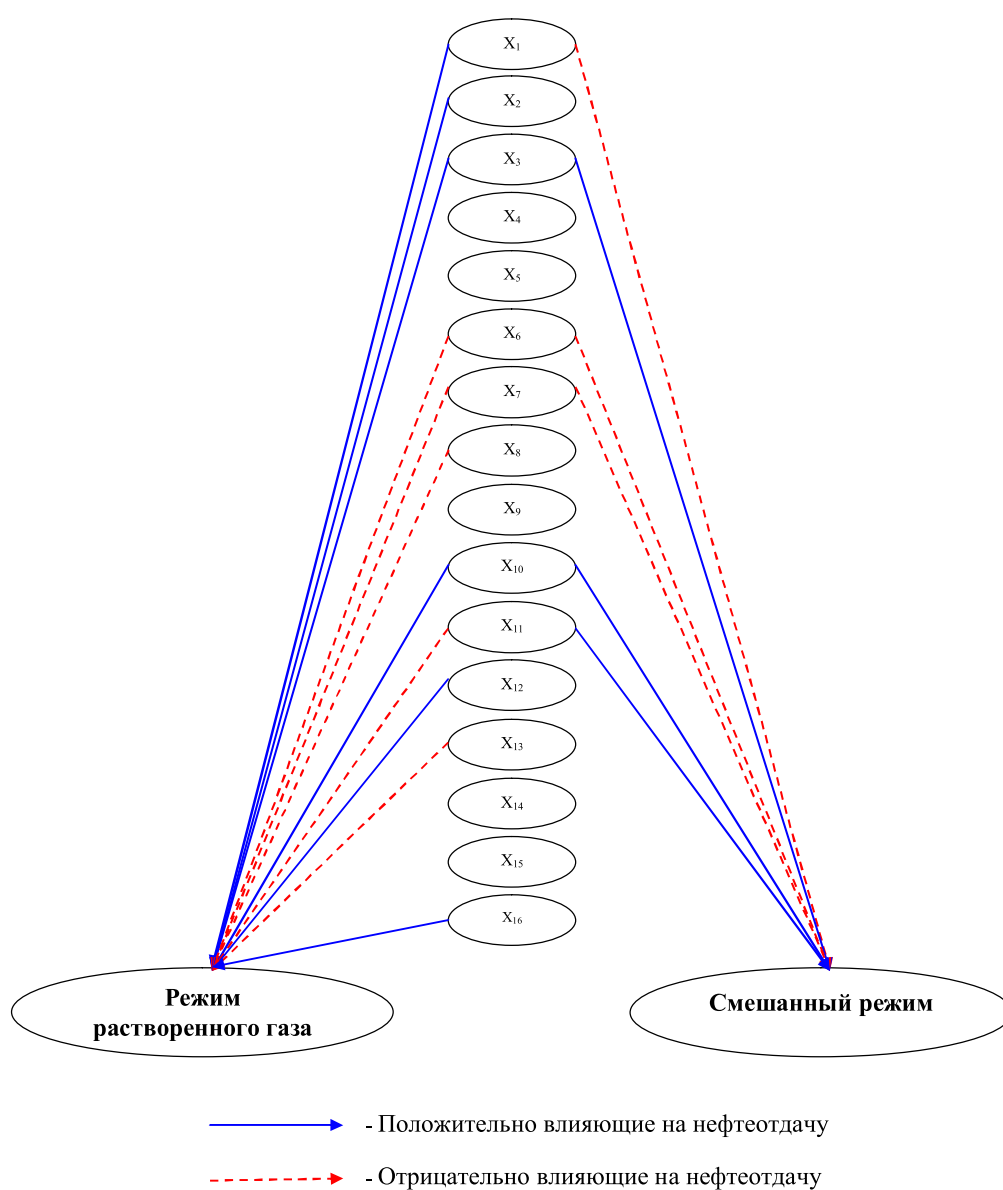


Рис. 5. Графическое отображение влияний геолого-технологических показателей на нефтеотдачу залежей морских нефтяных месторождений Азербайджана

11. Обводненность пласта (x_{11}) положительно повлияла на выработку запасов во всех природных условиях в случаях, когда обводнение проходило закономерно и плавно. Как было отмечено выше, на морских месторождениях Азербайджана, характеризующихся режимом растворённого газа, в процессе разработки отмечается наличие значительного количества воды, что также положительно повлияло на вытеснение нефти. Геологическая трактовка этого явления заключается в следующем. Залежи морских месторождений Азербайджана, разрабатываемые с режимом растворенного газа, в отличие от таковых других провинций, практически во всех случаях характеризуются проявлением воды. По химическому составу они в основном пластовые. Сопоставительный анализ каротажных диаграмм скважин, пробуренных в различные периоды разработки, показывает, что эти воды проникли в залежь через отдельные высокопроницаемые пропластки, которые нередко выклиниваются по площади. Возможно, и здесь воды продвигались через тектонические разломы за колонны скважин, в которых цементное кольцо несовершенно. Геолого-промысловый анализ большого числа залежей показывает, что независимо от того, какого происхождения вода, она оказала положительное влияние при вымывании нефти в пористой среде.

12. Перепад давления (x_{12}). Этот параметр существенно не повлиял на разработку залежей со смешанным режимом, тогда как на залежи с режимом растворенного газа повлиял весьма отрицательно. Действительно, чем больше была использована энергия пласта в начале разработки (что привело к масштабному снижению пластового давления), тем труднее стало реализовывать первоначальные запасы нефти уже в

поздней стадии разработки.

13. Газовый фактор (x_{13}). Для залежей с режимом растворенного газа объемы газовых ресурсов имеют важнейшее значение при разработке. Этот параметр для залежей со смешанным режимом существенной роли не сыграл.

Такие параметры, как давление насыщения, объемный коэффициент нефти, температура пласта не сыграли существенной роли в процессе разработки обоих типов залежей.

Таким образом, комплексирование двух математических методов на базе корреляционно-регрессионной и графоаналитической моделей позволяет выявить перечень пластовых параметров, играющих роль при выработке запасов нефти залежей морских месторождений Азербайджана. При этом удастся расшифровать роль каждого геолого-технологического параметра при нефтеизвлечении из залежей, характеризующихся различными природными режимами. На основе полученных результатов становится возможным обосновать мероприятия по оптимизации динамики нефтеизвлечений из залежей.

ЛИТЕРАУРА

- БАГИРОВ, Б.А. 2011. Нефтегазопромысловая геология. АГНА. Баку. 311с.
 ДРЕЙПЕР, Н., СМИТ, Г. 1973. Прикладной регрессионный анализ. Статистика. Москва. 392с.
 ДЭВИС, Дж. 1972. Статистика и анализ геологических данных. Мир. Москва. 572с.
 ABDULLAYEVA, L.Ə. 2006. Dəniz yataqlarında işlənilmə nəticələrinin müxtəlifliyinin səbəbləri. *Azərbaycan Geologu*, 11, 105-110.
 BAĞIROV, B.Ə., NƏZƏROVA, S.Ə., SALMANOV Ə.M. və b. 2003. Müxtəlif təbii rejimlərlə səciyyələnən neft yataqlarının işlənilməsinin müqayisəli təhlili. *Azərbaycan Ali Texniki Məktəblərin Xəbərləri*, 4, 7-13.

Рецензент: д.т.н. Т.В.Хисметов