



УДК 622.276.1

ОЦЕНКА СТЕПЕНИ ДРЕНИРУЕМОСТИ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ В УСЛОВИЯХ НЕДОСТАТОЧНОСТИ ИНФОРМАЦИИ

ASSESSMENT OF DEGREE OF DRAINABILITY OF THE OIL POOL IN THE CONDITIONS OF INSUFFICIENCY OF INFORMATION

Гусейнова Динара Фикрет

кандидат технических наук, доцент,
Государственная нефтяная компания
Азербайджанской Республики (SOCAR),
НИПИ «Нефтегаз»
dinara-huseynova@mail.ru

Аннотация. В работе предложен подход к оценке степени дренируемости залежи с учетом накопленного отбора нефти, времени эксплуатации скважин, эффективной мощности, начальной нефтенасыщенности и пористости.

По результатам расчетов построены и проанализированы карты дренируемости залежи по нефти для месторождения Джафарли (Азербайджан), которые наглядно показывают характер, степень выработки запасов залежи, выявляют застойные и слабодренируемые зоны. Анализ состояния разработки залежи среднего эоцена на основе построенных карт дренируемости запасов нефти показал неравномерную дренируемость залежи.

Анализ состояния разработки среднего эоцена месторождения Джафарли на основе оценки степени дренируемости залежи и остаточных извлекаемых запасов нефти показал, что наиболее перспективным участком для дальнейшей доработки является V блок, где имеются наибольшие объемы остаточных запасов нефти.

Предложенный подход к оценке степени дренируемости залежи позволяет в условиях недостаточной информации контролировать ход разработки месторождения, принимать решения по регулированию отборов, выбрать скважины для проведения различного вида геолого-технических мероприятий и увеличить эффективность доработки залежи.

Ключевые слова: оценка степени дренируемости залежи, накопленный отбор нефти, время эксплуатации скважин, эффективная мощность, начальная нефтенасыщенность и пористость, карты дренируемости залежи, регулирование отборов, геолого-технические мероприятия, эффективность доработки залежи.

Guseynova Dinara Fikret

Candidate of Technical Sciences,
Associate professor,
State Oil Company
of Azerbaijan Republic (SOCAR),
NIPPI «Neftegaz»
dinara-huseynova@mail.ru

Annotation. In work approach to assessment of degree of drainability of a deposit taking into account the saved-up selection of oil, time of operation of wells is offered, to the effective power, initial oil saturation and porosity.

By results of calculations cards of drainability of a deposit on oil for the Dzhafarli field (Azerbaijan) which visually stand on hind legs, extent of development of stocks of a deposit are constructed and analysed, reveal stagnant and slabodreniruyemy zones. The analysis of a condition of development of a deposit of the middle Eocene on the basis of the constructed cards of drainability of reserves of oil has shown uneven drainability of a deposit.

The analysis of a condition of development of the middle Eocene of the Dzhafarli field on the basis of assessment of degree of drainability of a deposit and residual recoverable oil reserves has shown that the most perspective site for further further development is the V block where there are largest volumes of residual reserves of oil.

The offered approach to assessment of degree of drainability of a deposit allows to control the mining course in the conditions of insufficient information, to make decisions on regulation of selections, to choose wells for carrying out various type of geological and technical actions and to increase efficiency of a dorazburivaniye of a deposit.

Keywords: assessment of degree of drainability of a deposit, the saved-up oil selection, time of operation of wells, effective power, initial oil saturation and porosity, cards of drainability of a deposit, regulation of selections, geological and technical actions, efficiency of a dorazburivaniye of a deposit.

Совершенствование методов анализа и контроля разработки нефтегазовых месторождений требует применения, наряду с существующими, и диагностических методов, позволяющих по данным эксплуатации скважин (дебиты нефти, воды, газа и др.) оценить текущее состояние разработки залежи [1, 2].

При этом надо учитывать, что нефтяная залежь имеет сложное геологическое строение: тектонические нарушения, наличие многочисленных пропластков с изменяющейся мощностью по площади и по разрезу залежи, различные виды неоднородностей и др. Всё это характеризует нефтяной пласт как сложную гидродинамическую систему, находящуюся в непрерывном развитии под воздействием внешних и внутренних факторов [2].



В связи с этим, важное значение приобретают методы, позволяющие наряду с другими уточнить картину неоднородности пласта в геологическом и в гидродинамическом смысле, оценить неравномерность распределения отборов нефти, выявить степень дренирования отдельных участков и залежи в целом.

Обычно для определения степени выработки запасов нефти, строятся карты накопленных отборов нефти по всем добывающим скважинам, перебивавшим в эксплуатации, но при этом не учитывается их время работы и фильтрационно-емкостные характеристики пласта (эффективная мощность, нефтенасыщенность и др.) [3].

В процессе разработки залежи, добывающие скважины вступают в эксплуатацию в разное время, имеют разное число отработанных дней, а ликвидированные по геологическим и техническим причинам эксплуатационные скважины перестают участвовать в дренировании залежи.

Поэтому представляет интерес оценка степени дренированности пласта – возможности, отдать с каждой единицы нефтенасыщенной мощности за единицу времени максимально возможный объем нефти.

Для учёта этого фактора и для уточнения картины распределения дренированности залежи по отдельным участкам, и в целом по залежи, рассчитывается коэффициент дренируемости [3] для каждой эксплуатационной скважины по формуле:

$$K_{др} = \frac{\sum Q_{нак}}{\sum Th}, \quad (1)$$

где $\sum Q_{нак}$ – накопленный отбор нефти добывающей скважины; $\sum T$ – время работы скважины с начала разработки; h – эффективная мощность пласта.

По рассчитанным коэффициентам $K_{др}$ строится карта равных уровней дренируемости, по которой определяются характерные тенденции развития процесса дренажа залежи.

Более точную оценку характера и степени дренируемости пласта дает расчет коэффициента дренируемости с использованием коэффициента начальной нефтенасыщенности. При этом значение коэффициента дренируемости определяется следующим образом [3]:

$$K_{др} = \frac{\sum Q_{нак}}{\sum Tk_n h}, \quad (2)$$

где k_n – коэффициент начальной нефтенасыщенности.

Этот подход не учитывает такой важный параметр емкостной характеристики пород-коллекторов как пористость, оказывающий существенное влияние на процесс фильтрации жидкости в пласте и на величину нефтеизвлечения. Поэтому, представляет интерес оценка степени дренированности пласта с учётом не только начальной нефтенасыщенности, но и пористости.

В статье предлагается при оценке степени дренируемости залежи учитывать такую важную характеристику коллектора как:

$$K_{др} = \frac{\sum Q_{нак}}{\sum Tk_n hm}, \quad (3)$$

где m – коэффициент пористости.

Для анализа степени реализации извлекаемых запасов были построены карты дренирования для месторождения Джафарли (Азербайджан), нефтеносность которого связана с трещиноватыми и гранулярными коллекторами среднего эоцена, из которых получен промышленный приток нефти.

Месторождение характеризуется сложным геологическим строением – неоднородностью по коллекторским и фильтрационным свойствам продуктивных пластов по разрезу и по площади, неоднородностью, сложностью по структуре порового пространства коллекторов и характера насыщенности порового пространства пластовыми жидкостями.

Надо отметить недостаточный опыт разработки подобных по геологическому строению залежей, ограниченность исходной информации из-за малого количества экспериментов, проводимых на промыслах и при этом необходимо учитывать, что проведение исследовательских работ на таких месторождениях связано с ограничениями технологического и экономического характера.

На месторождении Джафарлы на 01.01.2012 г. пробурено всего 27 скважин (из них две скважины ликвидированы по геологической, а три по технической причинам), эксплуатационный фонд составляет 21 скважину, из них 19 скважин действующие: № № 1, 2, 5, 6, 21, 22, 24, 25, 26, 27, 28, 30,



31, 33, 34, 36, 37, 39, 43 (две скважины № № 35 и 38 находятся в бездействующем, а скважина № 3 находится в наблюдательном фонде).

С начала разработки (1984г.) по месторождению Джафарлы (на 01.01.2012г.) всего добыто 474,7 тыс. т. нефти, 2840,7 тыс. т. жидкости. В 2011 году было извлечено 12,8 тыс. т. нефти, 155,7 тыс. м³ воды, 168,5 тыс. т. жидкости, среднесуточная добыча на одну скважину составляет 1,6 т. нефти, 26 т. жидкости, обводненность текущей продукции составляет 93,9 %, степень реализации начальных извлекаемых запасов составляет 73,2 %, текущий коэффициент нефтеотдачи 0,073.

При расчетах коэффициентов дренируемости по формулам (1), (2), (3) использовались значения накопленного отбора нефти, числа дней эксплуатации, эффективной мощности, начальной нефтенасыщенности и пористости по каждой добывающей скважине среднего эоцена месторождения Джафарлы.

По рассчитанным коэффициентам построены карты дренируемости (на 01.01.2012 г.), которые наглядно показывают характер и степень выработки запасов, выявляют застойные и слабодренируемые зоны залежи.

На рисунке 1 представлена карта, построенная по значениям предложенного коэффициента дренируемости (3) на 01.01.2012 г.

Несмотря на то, что скважина № 1, находящаяся в присводовой части 2 блока характеризуется максимальной добычей нефти (более 100 тыс. т.), самые высокие показатели коэффициента дренируемости по нефти у скважины № 39, расположенной в этом же блоке ближе к приконтурной зоне, которая сравнительно недавно 07.2009г. вступила в эксплуатацию.

Анализ выработки запасов с учетом дренирования позволяет сделать заключение о неравномерном распределении отборов нефти по залежи. Участки расположения скважин №№ 1, 27, 31, 35, 39 (III блок), скважины №№ 5, 23 (I блок) и на участке скв. 36 в V блоке – характеризуются высокими значениями показателя дренируемости, а скважины №№ 2, 21 (V блок), 6 (IV блок), 34, 37 (I блок), 22, 26 (II блок), 28, 33 (III блок) – сравнительно низким уровнем дренируемости.

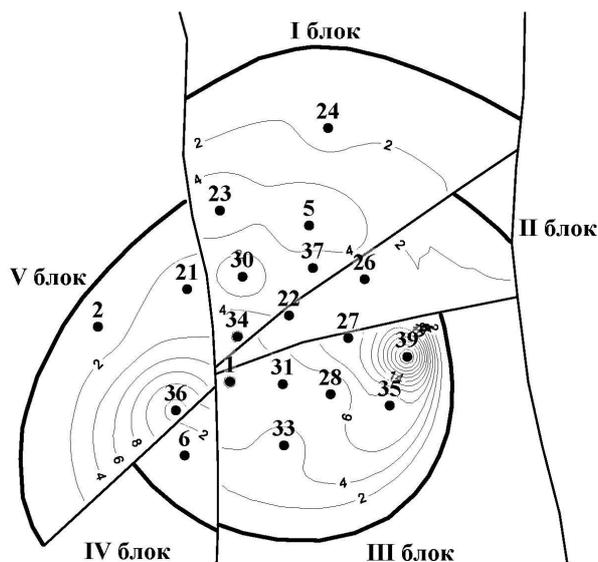


Рисунок 1 – Карта дренируемости среднего эоцена месторождения Джафарлы (на 01.01.2012 г.)

Анализ карт дренируемости с учетом данных начальной нефтенасыщенности и пористости показал, что скважины №№ 21, 26, 34, 37 с минимальным значением коэффициента дренируемости (0,1–0,23), находящиеся в областях повышенной нефтенасыщенности имеют резерв для извлечения потенциально возможной добычи нефти. На них рекомендуется проведение мероприятий по интенсификации добычи нефти.

Карты дренируемости являются дополнительным материалом для определения степени выработки, застойных и слабодренируемых зон пласта, поэтому они были сопоставлены с картами остаточных извлекаемых запасов нефти.

Анализ состояния разработки среднего эоцена месторождения Джафарлы на основе оценки степени дренируемости залежи и остаточных извлекаемых запасов нефти показал, что наиболее перспективным участком для дальнейшей доработки является V блок, где имеются наибольшие объемы остаточных запасов нефти.

Данный подход к оценке степени дренируемости залежи позволяет в условиях недостаточной информации контролировать ход разработки месторождения, принимать решения по регулированию



отборов, выбрать скважины для проведения различного вида геолого-технических мероприятий и увеличить эффективность доразбуривания залежи.

Литература:

1. Мирзаджанзаде А.Х., Алиев Н.А., Юсифзаде Х.Б. и др. Фрагменты разработки морских нефтегазовых месторождений. – Баку : издательство «Елм», 1997. – 408 с.
2. Мирзаджанзаде А.Х., Хасанов М.М., Бахтизин Р.Н. Этюды о моделировании сложных систем нефтедобычи. Нелинейность, неравновесность, неоднородность. – Уфа : Гилем, 1999. – 464 с.
3. Мирзаджанзаде А.Х., Шахвердиев А.Х. Динамические процессы в нефтегазодобыче : Системный анализ, диагноз, прогноз. – М. : Наука, 1997. – 254 с.

References:

1. Mirzadzhanzade A.H., Aliyev N.A., Yusifzade H.B., etc. Fragments of development of sea oil and gas fields. – Baku : Elm publishing house, 1997. – 408 p.
2. Mirzadzhanzade A.H., Chasanoff M.M., Bakhtizin R.N. Etudes about modeling of difficult systems of oil production. Nonlinearity, neravnovesnost, heterogeneity. – Ufa : Gel, 1999. – 464 p.
3. Mirzadzhanzade A.H., Shakhverdiyev A.H. Dynamic processes in oil and gas production: System analysis, diagnosis, forecast. – M. : Science, 1997. – 254 p.