

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕМПА ПАДЕНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ ПРИ ЗАКАЧКЕ ВОДЫ

Акрамов Б.Ш.¹, Умедов Ш.Х.², Нуритдинов Ж.Ф.³
Email: Akramov698@scientifictext.ru

¹Акрамов Бахшилло Шафиевич - кандидат технических наук, профессор,
кафедра разработки нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений,
филиал

Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина;

²Умедов Шерали Халлокович - доктор технических наук, заведующий кафедрой,
кафедра горной электромеханики,

Ташкентский государственный университет;

³Нуритдинов Жалолiddин Фазлиддин угли – инженер,
лаборатория «Нефтегазоносность орогенных регионов»,
АО «ИГИРНИГМ»,

г. Ташкент, Республика Узбекистан

Аннотация: в работе рассмотрены вопросы гидродинамической связи залежей нефти с законтурной областью. Энергетическая характеристика определяет режим работы залежи, запасы и расход энергетических сил, динамику и текущее значение пластового и забойного давления. Для установления этой связи проведены гидродинамические расчеты по определению темпов падения пластового давления для случая бесконечного пласта в предположении, что водонапорная область, питающая залежь упругой энергией, находится внутри самой залежи. На примере месторождения Северный Уртабулак расчеты соотношения водоносной и нефтеносной частей указывают на слабую активность законтурных вод. Показано, что быстрое снижение пластового давления связано не с плохой гидродинамической связью водоносной и нефтеносной частей пласта, а с незначительным объемом упругой энергии водоносной зоны.

Ключевые слова: залежь, пластовое давление, упругая энергия, водоносный пласт, сжимаемость нефти, пористость, нефтенасыщенность, проницаемость.

DETERMINATION OF THE RATE OF THE FORMATION PRESSURE DROP WHEN INJECTING WATER

Akramov B.Sh.¹, Umedov Sh.Kh.², Nuritdinov Zh.F.³

¹Akramov Bakhshillo Shafievich - Candidate of Technical Sciences, Professor,
DEPARTMENT OF DEVELOPMENT OF OIL, GAS AND GAS CONDENSATE FIELDS,
BRANCH

RUSSIAN STATE UNIVERSITY OF OIL AND GAS NAMED AFTER I.M. GUBKIN;

²Umedov Sherali Khallokovich, - Doctor of Technical Sciences, Head of Department,
DEPARTMENT MINING ELECTROMECHANICS,
TASHKENT STATE UNIVERSITY;

³Nuritdinov Zyaloliddin Fazliddin ugli - Engineer,
LABORATORY "OIL AND GAS CONTENT OF OROGENIC REGIONS",
JSC "IGIRNIGM",

TASHKENT, REPUBLIC OF UZBEKISTAN

Abstract: the paper deals with the issues of the hydrodynamic connection of oil deposits with the marginal area. The energy characteristic determines the mode of operation of the reservoir, reserves and consumption of energy forces, dynamics and current value of reservoir and bottomhole pressure. To establish this connection, hydrodynamic calculations were carried out to determine the rate of reservoir pressure drop for the case of an infinite reservoir, assuming that the water-pressure area feeding the reservoir with elastic energy is located inside the reservoir itself. On the example of the North Urtabulak field, calculations of the ratio of the aquifer and oil-bearing parts indicate a weak activity of the marginal waters. It is shown that a rapid decrease in reservoir pressure is associated not with poor hydrodynamic connection between the aquifer and oil-bearing parts of the reservoir, but with an insignificant amount of elastic energy of the aquifer.

Keywords: reservoir, reservoir pressure, elastic energy, aquifer, oil compressibility, porosity, oil saturation, permeability.

УДК 622.375

Как известно одним из определяющих параметров энергетической характеристики нефтяной залежи является объем водоносной части пласта.

Энергетическая характеристика определяет режим работы залежи, запасы и расход энергетических её сил, динамику и текущее значение пластового и забойного давления. В связи с этим определение объема водоносной части пласта по данным разработки нефтяной залежи имеет не только теоретическую, но и практическую ценность [1], [3].

Одним из малоизученных вопросов при разработке месторождений Узбекистана является характер гидродинамической связи залежей нефти с законтурной областью. В целях установления этой связи проводятся гидродинамические расчеты по определению темпов падения пластового давления [6].

Расчеты проводятся для случая бесконечного пласта в предположении, что водонапорная область, питающая залежь упругой энергией, которая имеется внутри самой залежи, расчеты темпов падения пластового давления приведены по следующей формуле:

$$\Delta P_n = \frac{\mu_e}{2\pi K h} \sum_{i=1}^n \Delta q_i \bar{P}(\tau - \tau_i),$$

где:

ΔP_n - давление в точке п, МПа;

μ_e - вязкость пластовой воды, мПа с;

K - проницаемость пласта в водонапорной области, мкм²;

h - толщина пласта в водонапорной области, м;

h - толщина пласта в водонапорной области, м;

Δq_i - добыча жидкости (приращение дебита) в пластовых условиях, м³/с;

$\tau_i = \frac{\chi t_i}{R_z^2}$ время с начала разработки;

t_i - время начала действия отбора Δq_i с;

R_z - радиус зоны отбора, м;

$\chi = \frac{K}{\mu_e(m\beta_{ж} + \beta_c)}$ коэффициент пьезопроводности пласта в законтурной области, м²/сек;

$\beta_{ж}, \beta_c$ - коэффициент сжимаемости жидкости и пористой среды, 1/МПа;

m - пористость, доля ед

Значение параметра Kh для водонапорной области применяется такое же, что и в нефтяных частях пласта.

Коэффициент нефтеотдачи за счет упругого расширения определяется, как отношение объема нефти, полученного за счет сжимаемости ΔV , к первоначальному объему нефти V .

$$\eta = \frac{\Delta V}{V}$$

Начальный объем нефти определяете по формуле:

$$V = S_n \cdot h_n \cdot m \cdot (1 - G_e)$$

где S_n площадь нефтеносности, h_n - средняя нефтенасыщенная толщина пласта, m - средняя пористость пласта; G_e - водонасыщенность в зоне нефтеносности.

Объем нефти, получаемый за счет сжимаемости ΔV при падении давления в залежи на $\Delta P = P_{нпл} - P_n$ ($P_{нпл}$ - начальное пластовое давление, P_n давление насыщения нефти газом), состоит из трех составляющих [7]:

1) вытесняемый объем из зоны нефтеносности за счет сжимаемости нефти и пористости среды, равен

$$\Delta V_1 = S_n \cdot h_n \cdot m \cdot (1 - G_e) \cdot \beta^* \cdot \Delta P$$

где: $\beta^* = m^* \cdot \beta_n + \beta_c \cdot \beta_n$ β_c сжимаемость нефти и породы соответственно;

2) вытесняемый объем из зоны нефтеносности за счет расширения воды и породы, равен

$$\Delta V_2 = S_n \cdot h_n \cdot m \cdot (G_e) \cdot \beta_n \cdot \Delta P$$

где: $\beta^* = m^* \cdot \beta_e + \beta_c$; β_e - сжимаемость воды;

3) вытесняемый из окружающей зоны водоносности за счет упругости воды и пласта, равен

$$\Delta V_3 = S_e \cdot h_e \cdot \beta_e \cdot \Delta P$$

где: S_e - площадь, занимаемая законтурной водой; h_e - толщина водоносной части.

Из этих составляющих ΔV наиболее трудноопределимым является ΔV_3 , т.к. на многих месторождениях разведочными скважинами водоносная часть пласта на всю толщину не вскрыта и h_e остается неизвестным.

Если залежь нефти разрабатывалась на естественном режиме, при снижении давления $P_{н,пл}$ до P_n , то с помощью формул имеется возможность оценить объем водоносной части

$$S_e \cdot h_e = \frac{V - \Delta V_1 - \Delta V_2}{\beta_e \cdot \Delta P}$$

и соотношение объемов нефтяной и водоносной частей пласта

$$V_{om} = S_n \cdot h_n / S_e \cdot h_e$$

С использованием вышеописанного алгоритма расчета определен объем водоносной части пласта месторождения Северный Уртабулак.

Для расчета использованы следующие исходные данные: $S_n=4614 \cdot 10^3 \text{ м}^2$; $h_n=42,8 \text{ м}$; $m=0,142$; $G_b=0,26$; $\beta_n=15,22 \cdot 10^{-10} \text{ м}^2/\text{н}$; $\beta_c=0,934 \cdot 10^{-10} \text{ м}^2/\text{н}$; $\beta_v=4,8 \cdot 10^{10} \text{ м}^2/\text{н}$; $R_{n,пл}=29,03 \text{ МПа}$; $R_n=9,27 \text{ МПа}$; $\Delta V=622 \cdot 10^3 \text{ м}^3$.

Результаты расчетов показали, что объем водоносной части месторождения Северный Уртабулак равен - $103263,9 \cdot 10^3 \text{ м}^3$, а соотношение водоносной и нефтеносной частей пласта составляет всего 0,523, т.е. упругая энергия пласта весьма ограничена.

Полученный результат подтверждает выводы ранее проведенных исследований, в которых на основе анализа эффективности реализованной системы разработки, отмечена слабая активность законтурных вод.

Таким образом, можно заключить, что быстрое снижение пластового давления связано не с плохой гидродинамической связью водоносной и нефтеносной частей пласта, а незначительным объемом упругой энергии водоносной зоны.

Ещё одним важным вопросом в улучшении показателей системы заводнения является научно обоснованный объем закачиваемой воды.

Для этого сравнивают расчетный объем закачанной в залежь воды $Q_{В30}$ с фактическим $Q_{В3}$. Если $Q_{В30} > Q_{В3}$ вычисляют коэффициент притока

$$K_n = \frac{Q_{В30}}{Q_{В3}} \geq 1$$

в противном случае ($Q_{В30} < Q_{В3}$) - коэффициент утечки

$$K_y = \frac{Q_{В3}}{Q_{В30}}$$

Используя коэффициенты K_n и K_y , определяют расчетный темп закачки воды в залежь по формулам:

$$q_{вз} = q_{вз} \cdot K_n$$

$$q_{взр} = \frac{q_{вз}}{K_n}$$

Для определения $Q_{В30}$ можно использовать зависимость

$$Q_{В30} = (2R_* - 1)Q_n$$

где: R_* - жидкостно-нефтяной фактор, $R_* = Q_{ж}/Q_n$;

Q_n - накопленное количество добытой нефти.

$Q_{ж}$ - накопленное количество добытой жидкости.

На 01.01.2017г. из месторождения Северный Уртабулак извлечено всего (в пластовых условиях) 8,303 млн м^3 нефти и 10,083 млн м^3 жидкости, а закачано в пласт 11,344 млн м^3 воды. Таким образом

$$Q_{В30} = \left(2 \cdot \frac{10,083}{8,303} - 1 \right) 8,303 = 11,863 \text{ млн. м}^3$$

$$K_n = \frac{11,863}{11,344} = 1,046$$

Полученное значение коэффициента притока подтверждает ранее сделанный вывод о небольшой упругой энергии водоносной зоны пласта.

Годовой объем закачиваемой воды можно рассчитать по формуле

$$q_{взр} = Q_{ж} \cdot 1,045 = \left(\frac{Q_n \cdot b}{\rho_n} \right) \cdot 1,045$$

где: b - объемный коэффициент нефти,

ρ_n - плотность дегазированной нефти.

При закачке $q_{взр}$ объемов воды отбор жидкости в пластовых условиях полностью будет компенсирован и снижение пластового давления не произойдет.

Список литературы / References

1. Абызбаев И.И. Оценка энергетической характеристики внешней водонапорной системы и ее сообщаемость с нефтяной залежью // Тр. БашНИПИнефть, 1980. Вып. 57. С. 33-51
2. Агзамов А.Х. Влияние некоторых физико-геологических факторов на эффективность заводнения на примере месторождения Южный Аламышик Z/РНТС Сер. Нефтепромысловое дело и транспорт нефти, 1985. № 12. С. 8-10.
3. Бабалян Г.А., Антонов Д.А. О явлениях в нефтяном коллекторе при снижении в нем давления ниже давления насыщения // Тр. ВНИИ, 1959. Вып. 25. С. 38-55.
4. Муминов И.М., Агзамов А.Х. Перемещение водонефтяного контакта на месторождении Северный Уртабулак в процессе разработки. Узб. жур. нефти и газа, 1997. № 3. С. 23-25.
5. Акрамов Б.Ш., Хаитов О.Г., Табылганов М.А. Методы уточнения начальных и остаточных запасов нефти по данным разработки на поздней стадии. Журнал «Горный журнал». № 2, 2010. Екатеринбург.

6. *Акрамов Б.Ш., Умедов Ш.Х., Хаитов О.Г., Нуриддинов Ж.Ф., Хамроев У., Зияева Н.* Инновационная технология разработки нефтегазовых залежей. Журнал «Наука техника и образование». № 1, 2019.
7. Использование промысловых данных для определения запасов нефти залежей, разрабатываемых при водонапорном режиме. Журнал «Проблемы современной науки и образования». Москва. № 10 (143), 2019.