

**А.А. Агзамов, О.Г. Хайитов**

## **ОЦЕНКА СТЕПЕНИ ВЛИЯНИЯ ДЕФОРМАЦИИ КОЛЛЕКТОРА НА КОЭФФИЦИЕНТ ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН МЕСТОРОЖДЕНИЯ СЕВЕРНЫЙ УРТАБУЛАК**

Показано, что в процессе разработки углеводородов из-за снижения пластового давления растет величина эффективного горного давления. На примере обработки материалов гидродинамических исследований скважин нефтяного месторождения Северный Уртабулак, представленной известняками порово-трещинного типа, установлено, что из-за большого разнообразия литологических разностей известняков продуктивных горизонтов снижение коэффициента продуктивности скважин изменяется в достаточно больших пределах от 0,0883 до 0,4927 1/МПа. Проведенными исследованиями подтверждено, что снижение пластового давления ниже давления смыкания трещин может привести к значительному уменьшению продуктивности скважин из-за деформации коллекторов. В коллекторах с высокими фильтрационно-емкостными свойствами деформация может привести к снижению коэффициента продуктивности скважин более чем в 1,7 раза. Для восстановления продуктивности скважин рекомендовано поднять забойное давление выше давления смыкания скважин.

Ключевые слова: углеводород, месторождение, скважин, коллектор, известняк, горное давление, пластовое давление, коэффициент продуктивности, смыкания трещин.

**П**овышение эффективности разработки залежей углеводородов невозможно без детального изучения причин изменения коэффициента продуктивности скважин, одной из основных причин снижения которой, является уменьшение фильтрационно-емкостных свойств коллекторов из-за их деформации вследствие падения пластового давления и больших депрессий на пласт.

Установление степени влияния снижения пластового давления на фильтрационно-емкостные свойства коллекторов и на показатели разработки месторождений является одной из трудных задач из-за:

- многообразия природных условий, в которых находятся скопления нефти и газа, выраженные в различии горно-геологических условий, в характере и степени неоднородности коллекторов, в свойствах насыщающих пласты флюидов и др.;
- одновременного влияния на процесс деформации коллектора большого количества природных и техногенных факторов;
- изменения во времени большинства параметров и показателей, характеризующих объект и условия его разработки;
- необходимости сбора, анализа и обработки большого объема геолого-промысловой информации. Исследование часто осложняется из-за не представительности и низкого качества фактического геолого-промыслового материала.

Как известно, напряженное состояние горных пород в природных условиях обусловлено действием горного давления. Если в пустотном пространстве пород имеется давление жидкостей и газов, эффективная часть горного давления ( $P_{эф}$ ) равна разности между полным горным давлением ( $P_{г}$ ) и пластовым давлением ( $P_{пл}$ ), т.е.

$$P_{эф} = P_{г} - P_{пл}. \quad (1)$$

Вертикальное давление горных пород равно:

$$P_{г} = \sum_{i=1}^n \rho_i \cdot g \cdot h_i, \quad (2)$$

где  $\rho_i$  — средняя плотность прослоев вышележащих пород;  $g$  — ускорение свободного падения;  $h_i$  — толщина вышележащих прослоев.

Установлено, что горное давление не полностью передается в горизонтальном направлении, поэтому боковое горное давление равно:

$$P_{об} = \alpha_{бр} P_z, \quad (3)$$

где  $\alpha_{бр}$  — коэффициент бокового распора горных пород, определяемый по формуле

$$\alpha_{бр} = \frac{\nu}{(1 - \nu)}. \quad (4)$$

здесь  $\nu$  — коэффициент Пуассона, величина которой изменяется от 0 до 0,5. Величина 0,5 соответствует плавунам и телам, ведущим себя подобным образом, а нулевое значение присуще телам, не обладающим упругостью.

В коллекторах порового, кавернового, трещинного и смешанного типов, в которых пластовое давление не равно нулю, боковое горное давление определяется величиной эффективно-горного давления

$$P_{эф.зб} = \frac{v}{1-v} (P_{\Gamma} - P_{пл}). \quad (5)$$

При снижении в процессе разработки месторождений углеводородов пластового давления величина эффективного горного давления растет, изменяется начальное напряженное состояние пород-коллекторов, установившееся в течении долгого геологического времени. В результате происходит деформация со снижением фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, приводящая к уменьшению коэффициента продуктивности и дебитов скважин, что, в конечном счете, сказывается и на величине нефте- и газоотдачи пластов. Деформация пород – коллекторов может иметь место и на месторождениях, разрабатываемых методами поддержания пластового давления из-за большого снижения забойного давления и депрессии на пласт. В этом случае деформация коллектора происходит в основном в призабойной зоне пласта.

Анализ результатов и методов исследований влияния деформации на проницаемость и пористость коллектора, дебит и коэффициент продуктивности скважин показал, что наиболее доступными и надежными являются результаты, полученные путем обработки материалов гидродинамических исследований скважин методом установившихся отборов.

Как известно, основная закономерность снижения коэффициента продуктивности по нефти представляется следующей формулой (1):

$$\eta = \eta_0 \cdot e^{-\alpha \cdot (P_0 - P_c)}, \quad (6)$$

где  $\eta$  – текущий коэффициент продуктивности при текущем забойном давлении  $P_c$ , которое ниже давления смыкания трещин, но больше давления насыщения нефти газом;  $\eta_0$  – начальный коэффициент продуктивности при забойном давлении выше давления смыкания трещин и давления насыщения нефти газом. При известных парах значений  $\eta''$  и  $\eta'$  при  $P_c'$  и  $P_c''$  получается

$$\eta'' = \eta' \cdot e^{-\alpha \cdot (P_c' - P_c'')}. \quad (7)$$

Отсюда можно получить формулу для самого важного параметра  $\alpha$ -показателя снижения коэффициента продуктивности по нефти при снижении забойного давления на 1 МПа:

$$\frac{\eta'}{\eta''} = e^{+\alpha \cdot (P_c')} = e^{+\alpha \cdot 1} = 1 + \frac{\alpha}{1!} + \frac{\alpha^2}{2!} + \frac{\alpha^3}{3!} + \dots = 1 + \alpha; \quad (8)$$

последнее равенство очень точное по причине крайней малости второго члена ряда  $\alpha^2/2!$  и, тем более, всех последующих членов ряда.

Отсюда получается

$$\alpha = \frac{\eta'}{\eta''} - 1 \text{ при } (P_c' - P_c'') = 1 \text{ МПа,}$$

а в общем случае

$$\alpha = \frac{1}{(P_c' - P_c'')} \cdot \ell n \frac{\eta'}{\eta''}. \quad (9)$$

Таким образом, в работе (1) получена предельно простая формула описывающая основную закономерность снижения коэффициента продуктивности по нефти из-за деформации коллектора в процессе эксплуатации скважин.

В отличие от ранее проведенных работ по изучению коэффициента продуктивности скважин по нефти из-за деформации коллектора для повышения достоверности результатов расчетов приняты следующие ограничения и условия:

- чтобы исключить, влияние снижения забойного давления ниже давления насыщения нефти газом на величину  $\alpha$  выбраны только результаты гидродинамических исследований скважин, в которых минимальное забойное давление было на 5 МПа выше давления насыщения нефти газом;
- вывод об изменении коэффициента продуктивности скважин в сторону увеличения или снижения принят, если его значение отличалось от максимальной величины более чем на 10%, что в какой-то мере исключает влияние ошибок при определении дебита нефти, пластового и забойного давления;
- использовались только результаты гидродинамических исследований скважин, дающих безводную продукцию.

На месторождении Северный Уртабулак удалось получить 5 результатов гидродинамических исследований скважин, отвечающих этим условиям.

Отличительной особенностью данного месторождения является приуроченность залежи к рифовому образованию, относительно замкнутый массивный характер и незначительная активность подошвенных вод. Основная залежь приурочена к горизонтам XV-Р+XV-НР карбонатных отложений юрского комплекса.

Рифогенные отложения горизонта XV-Р представлены мощной толщей пористых известняков. Известняки серые и темно-серые, песчаниковидные, крепко и слабосцементированные,

прослоями плитчатые. Характерной особенностью пород горизонта XV-Р является высокая пористость и кавернозность.

Доля коллекторов в разрезе этого горизонта достигает 90–100%. Преимущественное развитие здесь имеют водорослевые и комковато-водорослевые известняки с единичными прослоями коралловых и обломочных известняков.

По литологическому составу отложения горизонта XV-НР практически не отличаются от пород горизонта XV-Р и представлены, в основном, комковато-водорослевыми и водорослевыми известняками с прослоями комковатых, обломочных и коралловых известняков.

Известняки горизонта XV-НР серые, темно-серые, крепкие, часто плитчатые, участками кавернозные, с прослоями и пропластками слабосцементированных разностей. Породы трещиноватые; трещины вертикальные и наклонные, частично открытые, частично заполненные кальцитом.

Месторождение с мая 1974 г. по сентябрь 1977 г. находилось в опытно-промышленной эксплуатации, а в последующем в промышленной разработке. Заводнение начато в марте 1980 г. со значительным отставанием от предусмотренного технологической схемой срока. К этому времени энергия залежи заметно истощилась (среднее пластовое давление с первоначального 29,0 МПа упало до 19,9 МПа), что привело к уменьшению дебитов добывающих скважин и прекращению их фонтанирования.

Коэффициент продуктивности скважин, определенный на основе гидродинамических исследований ничем не заменимый параметр. Поэтому многие специалисты считают, что только в результате гидродинамических исследований можно определить коэффициенты продуктивности скважин и текущие значения пластового давления, а также действительное текущее состояние нефтяных пластов.

В связи с этим, для определения значений коэффициента снижения коэффициента продуктивности из-за деформации коллекторов нами использованы результаты гидродинамических исследований скважин методом установившихся отборов, приведенных в таблице.

На основе данных исследования скважин были построены зависимости дебита нефти от депрессии на пласт. Во всех режимах исследования с забойными давлениями выше давления смыкания трещин данные зависимости представляют практически прямые линии, что свидетельствуют о постоянстве величины коэффициента продуктивности скважин. В режимах же

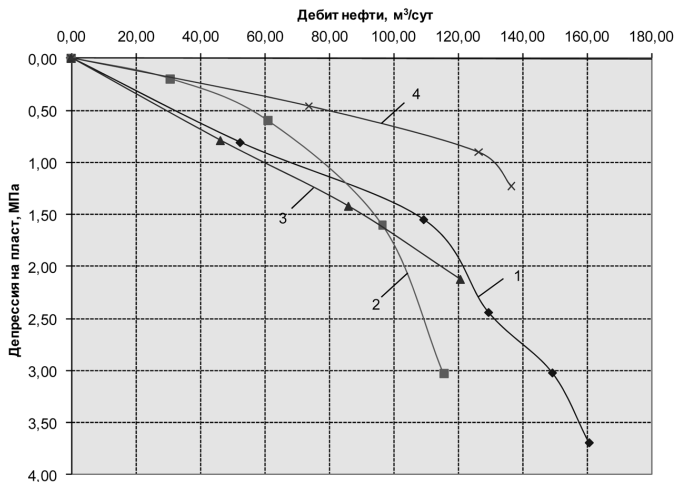
*Результаты исследования методом установившихся отборов и расчета коэффициента снижения коэффициента продуктивности скважин*

№ п/п	Горизонт	№ скважины	Интервал исследования, м	Дата исследования	Диаметр штуцера, мм	Дебит нефти, м <sup>3</sup> /сут	Забойное давление, МПа	Депрессия на пласт, МПа	Коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /сут/МПа	Характеристика изменения коэффициента продуктивности
1	XV-HP	1	2480–2459	3–9.08.1974 г.	3,1 5,0 6,0 7,0 8,0	52,40 109,30 129,40 149,20 160,60	27,23 25,99 25,10 24,52 23,85	0,81 1,55 2,44 3,02 3,69	64,69 70,51 53,03 49,40 43,52	стабильно с последующим снижением, $\alpha = 0,1852$ 1/МПа
2	XV-HP	4	2477–2436	15–22.03.1979 г.	4,0 6,0 8,2 9,8	30,80 61,00 96,60 115,70	21,48 21,08 19,88 18,65	0,20 0,60 1,60 3,03	154,00 101,66 60,37 38,18	снижение, $\alpha = 0,4927$ 1/МПа
3	XV-HP	7	2534–2503	8–15.12.1977 г.	4,0 5,0 7,0 8,8	31,80 40,00 43,20 48,90	20,89 19,27 18,44 16,30	3,29 4,90 5,74 7,88	9,66 8,16 7,52 6,20	снижение, $\alpha = 0,0965$ 1/МПа
4	XV-HP	11	2460–2426	22.07–2.08.1978 г.	5,0 7,6 10,0	46,30 86,00 120,70	20,41 19,78 19,08	0,79 1,42 2,12	58,60 60,56 56,93	снижение, $\alpha = 0,0883$ 1/МПа
5	XV-HP	15	2500–2525	10–18.12.1977 г.	5,0 7,0 8,0	73,70 126,40 136,60	23,64 23,20 22,87	0,46 0,90 1,23	160,21 140,44 111,05	снижение, $\alpha = 0,4767$ 1/МПа

исследования с охватом области забойных давлений выше и ниже давления смыкания трещин (таблица) зависимости дебита нефти от депрессии на пласт в области  $P_{заб} > P_{бок}$  представляют прямые линии, а в области  $P_{заб} < P_{бок}$  начинается их искривление в сторону оси депрессии на пласт (рисунок).

Такое искривление индикаторных диаграмм может быть объяснено в соответствии с [2] двумя причинами: 1) искривление при забойном давлении большем или равном, давлению насыщения нефти газом свидетельствует о нарушении закона Дарси вследствие инерционных сопротивлений, обычно наблюдаемых при очень больших дебитах или же о зависимости проницаемости коллектора от давления (деформация трещин); 2) искривление при забойном давлении ниже давления насыщения нефти газом вследствие выделения газа из нефти. Так как в исследованных режимах забойное давление было выше давления насыщения нефти газом, а дебиты скважин относительно небольшие, единственной причиной искривления индикаторных диаграмм является деформация коллектора.

В работе [3] на основе обработки гидродинамических исследований скважин месторождений Тишковское, Южно-Сосновское, Малодушинское, Дубровское, Давыдовское и Некрасовское указаны три причины, объясняющие снижение продуктивности скважин при снижении забойного давления: снижение забойного давления ниже давления насыщения нефти газом;



Зависимости дебита нефти от депрессии на пласт для скважин месторождения Северный Уртабулак

наличие инерционных сопротивлений при значительных дебитах жидкости; снижение проницаемости пласта вследствие смыкания трещин при снижении забойного давления в скважине или пластового давления в залежи с течением времени. В случаях, когда забойное давление не опускалось ниже давления насыщения и небольших дебитах жидкости единственной причиной снижения продуктивности скважин является смыкание трещин в призабойной зоне и в пласте при снижении пластового давления.

Таким образом, по результатам исследований методом установленных отборов имеется возможность оценки степени снижения величины коэффициента продуктивности скважин за счет деформации коллектора.

Расчет величины снижения коэффициента продуктивности скважин осуществлен по формуле (9), предложенной В.Д. Лысенко [1].

Как видно из результатов расчетов значение коэффициента снижения коэффициента продуктивности изменяются в достаточно больших пределах от 0,0883 до 0,4927 1/МПа. Такой разброс значений  $\alpha$  в исследованных скважинах можно объяснить большим разнообразием литологических разностей известняков продуктивных горизонтов XV-НР и XV-Р.

При средней пористости коллектора 0,2 величина коэффициента снижения коэффициента продуктивности составит 0,1102 1/МПа. При этих величинах  $\alpha_d$  снижение пластового давления на 5 и 10 МПа приводит к снижению коэффициента продуктивности скважин:

$$\frac{\eta'}{\eta''} = e^{0,1102 \cdot 5} = 1,73 \text{ раз и } \frac{\eta'}{\eta''} = e^{0,1102 \cdot 10} = 3,01 \text{ раз.}$$

Полученные результаты подтверждают выводы ранее проведенных работ, о том, что при снижении пластового давления ниже давления смыкания трещин снижение коэффициента продуктивности скважин из-за деформации коллекторов может быть значительным. Для восстановления продуктивности скважин необходимо поднять забойное давление выше давления смыкания трещин.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Лысенко В. Д., Грайфер В. И. Рациональная разработка нефтяных месторождений. – М.: ООО «Недра–Бизнес–центр», 2005. – 607 с.
2. Бойко В. С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. Учебное пособие для вузов. – М.: Недра, 1990. – 427 с.



3. Белоножко А. И. Проявление деформационных процессов при разработке залежей нефти в карбонатных коллекторах Белорусии // Бурение и нефть. — 2008. — № 11. — С. 16–18. **ГИАБ**

#### КОРОТКО ОБ АВТОРАХ

Агзамов А.А. — кандидат технических наук, доцент, старший научный сотрудник, ОАО «УзЛИТИнефтегаз», НХК «Узбекнефтегаз», Узбекистан,

Хайитов О.Г. — кандидат геолого-минералогических наук, доцент, старший научный сотрудник-исследователь, e-mail: o\_hayitov@mail.ru, ТашГТУ, Узбекистан.

Gornyy informatsionno-analiticheskiy byulleten'. 2016. No. 9, pp. 185–193.

UDC 622.276.  
575.1

**A.A. Agzamov, O.G. Khayitov**

#### **ASSESSMENT OF RESERVOIR DEFORMATION IMPACT ON WELL DELIVERABILITY COEFFICIENT IN NORTHERN URTABULAK OIL FIELD**

It is shown that net overburden pressure grows due to reduction in reservoir pressure during hydrocarbon extraction.

Using the case study of processing of hydrodynamic research data obtained in wells of Northern Urtabulak oil field composed of porous jointed limestone as an example, the author has found that due to wide lithological diversity of limestone on pay horizons, the reduced well deliverability coefficient varies in a wide range from 0.0883 to 0.04927 1/MPa. It is proved by the research findings that the drop of the reservoir pressure below the shut-in pressure may end with a considerable lowering of well deliverability due to the reservoir deformation. The deformation of reservoirs with high permeability and porosity may reduce well deliverability coefficient more than 1.7 times. Aimed to recover well deliverability, it is recommended to increase bottom-hole pressure to be higher than shut-in pressure.

Key words: hydrocarbon, oil field, well, reservoir, limestone, overburden pressure, reservoir pressure, deliverability coefficient, fracture healing.

#### AUTHORS

Agzamov A.A., Candidate of Technical Sciences, Assistant Professor, Senior Researcher, Uzlitineftgaz, Uzbekneftgaz, 100029, Tashkent, Uzbekistan, Khayitov O.G., Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, Senior Researcher, e-mail: o\_hayitov@mail.ru, Tashkent State Technical University named after A.R.Beruni, 100095, Tashkent, Uzbekistan.

#### REFERENCES

1. Lysenko V.D., Grayfer V.I. *Ratsional'naya razrabotka neftyanykh mestorozhdeniy* (Rational oil field development), Moscow, ООО «Nedra–Biznes–tsentr», 2005, 607 p.
2. Boyko V.S. *Razrabotka i ekspluatatsiya neftyanykh mestorozhdeniy*. Uchebnoe posobie dlya vuzov (Development and operation of oil fields. Higher educational aid), Moscow, Nedra, 1990, 427 p.
3. Belonozhko A. I. *Burenie i nef't*. 2008, no 11, pp. 16–18.