

ОЦЕНКА СТЕПЕНИ СНИЖЕНИЯ ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН В РЕЗУЛЬТАТЕ СНИЖЕНИЯ ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ НИЖЕ ДАВЛЕНИЯ НАСЫЩЕНИЯ НЕФТИ ГАЗОМ

Мухаммадиев Х.М. – доцент

Тураева Ф.Ж. – магистрант

(Каршинский государственный технический университет)

Как было указано выше, практически во всех горно-геологических условиях месторождений на продуктивные характеристики скважин существенное влияние оказывают деформация коллектора и снижение забойного давления ниже давления насыщения нефти газом [1,2].

Зависимость коэффициента продуктивности скважины от снижения забойного давления ниже давления насыщения нефти газом в общем виде принято представлять следующей формулой

$$\eta = \eta_0 e^{-\alpha(P_{нас} - P_c)} \quad (1)$$

где η - коэффициент продуктивности скважины по нефти при ее забойном давлении P_c меньшим или равным давлению насыщения нефти газом, $P_{нас}$;

η_0 - коэффициент продуктивности скважины по нефти при забойном давлении, равном или выше давления насыщения $P_{нас}$;

α - коэффициент снижения коэффициента продуктивности скважины при единичном снижении забойного давления $(P_{нас} - P_c) = 1$.

$$\eta = \eta_0 e^{-\alpha \cdot 1} = 1 - \alpha \quad (2)$$

Принимая такую зависимость, производится определение значения α по данным гидродинамических исследований скважин по методу установившихся отборов. Для правильной оценки значения α необходимо чтобы на снижение коэффициента продуктивности скважин не было одновременного влияния деформации коллектора.

В связи с этим, оценим значение забойного давления для горно-геологических условий месторождения Подрифовый Кокдумалак, при котором в призабойной зоне пласта начнется процесс деформации коллектора, также оказывающий отрицательное влияние на продуктивные характеристики скважин в процессе их эксплуатации.

Исследованиями, проведенными в ОАО «ИГИРНИГМ» установлено, что в разрезе XV-Р, XV-НР и XV-ПР горизонтов широко развита трещиноватость. Форма трещин линейная, ветвистая, в частично открытых извилистая, расширяющаяся на отдельных участках. Раскрытость этих трещин составляет 0,01-0,03 мм и непосредственно определяет величину проницаемости.

Но результатам исследований, приведенных в приложении 2 на месторождении Подрифовый Кокдумалак, вероятность деформации коллектора (смыкания трещин) очень высока, т.к. имеются все предпосылки для проявления этого процесса: аномально высокое пластовое давление; развитая трещиноватость пород - коллекторов; замкнуто упругий режим работы пласта и др.

Как известно, флюидопроводящие трещины удерживаются в раскрытом состоянии, когда пластовое давление жидкости, заполняющей трещины коллектора, превышает боковое горное давление, которое определяется по формуле

$$P_{бок} = K_{бок} * P_{гор} \quad (3)$$

где $P_{бок}$ - коэффициент бокового распора пород; $P_{гор}$ - вертикальное горное давление.

Значения $K_{бок}$ и $P_{гор}$ вычисляются по формулам:

$$K_{бок} = v / (1 - v) \quad (4)$$

$$P_{гор} = 0,01 R_{ср} * L \quad (5)$$

где $R_{ср}$ - средняя плотность вышележащих горных пород;
 L - глубина залегания продуктивного пласта.

Для определения значения $R_{ср}$ по материалам работ [11] построена зависимость изменения объемной плотности пород от глубины их залегания. Для пород продуктивных пластов с аномально высокими давлениями объемная плотность значительно ниже, чем на объектах с нормальными гидростатическими давлениями.

Значение коэффициента Пуассона ν взято из; средняя величина для известняков составляет 0,305.

Результаты расчетов для геолого-физических условий месторождения Подрифовый Кокдумалак показывают, что значение бокового горного давления составляет 22,5 МПа [3].

Таким образом, для обеспечения чистоты эксперимента по определению значения α по материалам гидродинамических исследований скважин методом установившихся отборов на месторождении Подрифовый Кокдумалак величина забойного давления должна быть снижена ниже давления насыщения нефти газом (29,5 МПа), но должна быть выше давления смыкания трещин (22,5 МПа). Анализ материалов многочисленных гидродинамических исследований скважин, проведенных на месторождениях Западного Узбекистана показал, что скважины отвечающие этим требованиям очень редки, а на месторождении Подрифовый Кокдумалак только результаты исследований скважины №2 могут быть использованы для оценки значения α .

В скважине №2 в точке где $P_c > P_{нас}$ забойное давление равно 33,7 МПа, при депрессии на пласт 24,3 МПа дебит по нефти составляет 39,9 м³/сут и соответственно коэффициент продуктивности равен 1,64 м³/сут/МПа. В точке где $P_c < P_{нас}$ забойное давление 22,4 МПа, дебит скважины 51,0 м³/сут и коэффициент продуктивности составляет 1,43 м³/сут/МПа.

По данным исследований по методу установившихся отборов определим коэффициент снижения коэффициента продуктивности:

$$\alpha = \frac{l}{29,5 - 22,4} \ln \frac{1,64}{1,43} = 0,016 \frac{l}{\text{МПа}}$$

Необходимо отметить, что полученное значение коэффициента снижения коэффициента продуктивности скважин при снижении забойного давления ниже давления насыщения для месторождения Подрифовый Кокдумалак значительно ниже величин, полученных для нефтяных месторождений Татарстана, Башкортостана 0,18 1/МПа.

Такая разница в значениях α может быть объяснена двумя причинами:

- при оценке значения α по месторождениям Татарстана, Башкирии и Западной Сибири не было учтено возможное влияние деформации коллектора на продуктивность скважин, т.е. не была обеспечена чистота эксперимента, что привело к завышению величины α ;
- величиной давления насыщения нефти газом, которое для месторождений Западной Сибири равно 19,0 МПа, а на месторождении Подрифовый Кокдумалак 29,5 МПа.

Проведенными вычислительными экспериментами установлено, что, чем выше величина давления насыщения нефти газом, тем меньше отрицательное влияние снижения забойного давления ниже $P_{нас}$.

Как видно из рис. 2.2. если бы давление насыщения нефти газом на месторождении Подрифовый Кокдумалак составило бы не 29,5 МПа, а 25 МПа коэффициент снижения коэффициента продуктивности резко возрос бы от 0,0181 1/МПа до 0,0526 1/МПа.

Это связано с тем, что при минимальном забойном давлении фонтанирования близкими или ниже уровня давления насыщения резко усиливается процесс разгазирования нефти в пластовых условиях, вследствие чего происходит выпадение из нефти твердых частиц парафинов, смол и асфальтенов и накопление их в призабойной зоне скважин. Все это приводит к снижению коэффициента продуктивности скважин по нефти [3,4,5].

Как известно, минимальное давление фонтанирования скважин для горно-геологических условий

месторождений Западного Узбекистана в зависимости от обводненности продукции скважин изменяется от 20 до 25 МПа.

Поэтому наибольшее отрицательное влияние на коэффициент продуктивности скважин от снижения забойного давления ниже $P_{\text{нас}}$ следует ожидать при значении давления насыщения нефти газом 20-25 МПа и ниже.

Оказалось что зависимость коэффициента снижения коэффициента продуктивности от значения давления насыщения нефти газом достаточно хорошо (с коэффициентом корреляции более 0,95) описывается модифицированной экспоненциальной зависимостью вида:

$$\alpha = a e^{b/P_{\text{нас}}} \quad (6)$$

где a и b - коэффициенты, значение которых для скважины №2 Подрифовой Кокдумалак равны соответственно 0,000235 и 134,17115.

Литература

1. Закинов С.Т. Оценка влияния пластовых и техногенных факторов на продуктивность скважины // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. -2008 - №7 –С.47-51
2. Федоров В.Н. Сорокин П.М, Оценка степени воздействия буровых растворов на фильтрационные свойства призабойной зоны пласта // Бурение и нефть .-2010. №5. С. 23-25.
3. Murodillayevich, M. H., Omonov, O., & Akmalo'g'li, N. J. (2025). TERRIGEN KOLLEKTORLI QATLAMLARDA NEFT BERAOLUVCHANLIKNI SUYUQLIK OLISH SUR'ATIGA BOG 'LIQLIGINING STATISTIK MODELLARINI TAHLIL QILISH VA ASOSLASH. Sanoatda raqamli texnologiyalar/Цифровые технологии в промышленности, 3(1), 141-145.
4. Muhammadiyev, H., & Oripova, L. (2023). CRITICAL ANALYSIS OF TECHNOLOGICAL EFFICIENCY ASSESSMENT METHODS OF GEOLOGICAL AND TECHNICAL MEASURES IN WELLS. *Modern Science and Research*, 2(10), 664-667.
5. Мухаммадиев, Х. М., & Хамроев, Б. Ш. (2021). Оценка влияния количества пропластков на результаты вскрытия пласта. *ББК 1 E91*, 93.