ВЛИЯНИЕ СТРУКТУРНО-МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ НЕФТИ НА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ

THE INFLUENCE OF STRUCTURAL AND MECHANICAL PROPERTIES OF OIL
ON DEVELOPMENT PARAMETERS OF HORIZONTAL WELL

Одной из важнейших особенностей разработки залежей высоковязких нефтей (ВВН) является неньютоновский характер течения. Отклонение от линейного закона течения флюида связано, прежде всего, с образованием прочной пространственной структуры за счет наличия в составе высокомолекулярных компонентов и растворенных газов. Напряжение, необходимое для разрушения образуемой структуры, называется напряжением сдвига предельного разрушения структуры. В связи с этим с целью обеспечения фильтрации ВВН через поровое пространство необходимо создавать определенные значения градиентов давления выше градиента динамического давления сдвига (ГДДС). При градиентах давления ниже ГДДС течение ВВН будет представлять собой течение с практически не разрушенной структурой, то есть разрушение структуры будет сопровождаться ее тиксотропным восстановлением (эффект ползучести). При увеличении градиентов давления выше ГДДС структура нефти начинает разрушаться, и, преодолев критическое значение градиента давления предельного разрушения структуры (ГДПРС), фильтрация начинает описываться ньютоновским законом. Все эти особенности будут приводить к тому, что движение флюида при градиентах давлений ниже ГДПРС будет характеризоваться отклонением от линейного закона, а при градиентах ниже ГДДС — отсутствием фильтрации.

При проектировании разработки таких залежей важен правильный прогноз технологических режимов работы добывающих скважин, который бы обеспечил более полную выработку коллектора. Снижение пластовых градиентов давления ниже ГДДС будет приводить к значительному уменьшению удельных подвижных запасов нефти, приходящихся на одну добывающую скважину, соответственно, на границах областей дренирования будет происходить образование больших застойных зон. Поэтому исследования, направленные на изучение особенностей разработки залежей ВВН, являются наиболее актуальными.

В статье рассматривается влияние различных факторов на дебит нефти горизонтальной скважины (ГС), эксплуатирующей залежь ВВН. При этом были проведены численные эксперименты на гидродинамической модели для неньютоновского режима течения нефти (при наличии ГДДС) и полученные результаты сравнивались с расчетами дебита нефти по аналитической формуле.

One of the most important features of developing the deposits of high-viscosity oils (HVOs) is a non-Newtonian nature of the flow. The non-linear behavior of fluid flow is associated primarily with the formation of a stable spatial structure due to macromolecular components and dissolved gases composing the fluid. The stress which is needed to destroy this formed structure is referred as ultimate shear stress. In this regard, to ensure the filtration of HVOs through the pore space it is necessary to create some pressure gradients higher than the dynamic shear stress gradient (DSSG). At pressure gradients lower than DSSG, the HVOs will be a flow of virtually undestroyed structure, that is, the structure destruction will be accompanied by its thixotropic recovery (creeping effect). With increasing pressure gradients higher than the DSSG the oil structure begins to break down, and at a higher than critical pressure gradient the filtration could be described by Newtonian law. All these features will cause the fluid flow at pressure gradients below critical pressure gradients will be characterized by the deviation from the linear law, and the gradients below the DSSG shows no filtering.

In designing such deposits it is important to have correct forecasted technological operation regimes of producing wells, and that would provide a more efficient production. Reservoir pressure gradients decrease below DSSG data will lead to a significantly low movable oil reserves as per one production well, respectively; on the boundary of the extent fluid movement, we will have the formation of large no flows areas. Therefore, research aimed at studying the peculiarities of developing the deposits with HVOs are the most relevant.

The article discusses various factors influencing the oil production in horizontal wells, developing the deposits of HVOs. At the same time, there were made the numerical experiments on the hydrodynamic model for non-Newtonian flow regime of oil flow (with DSSG) and the acquired results were compared with calculations of oil production made with the use of analytical formula.

**Надыров А. И.,
Владимиров И. В.**

Уфимский государственный
нефтяной технический
университет,
г. Уфа, Российская Федерация

A. I. Nadyrov, I. V. Vladimirov
Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

Ключевые слова:

высоковязкая нефть, градиент
динамического давления сдвига,
неньютоновское течение флюида,
горизонтальная скважина,
гидродинамическая модель.

Key words:

highly viscous oil, dynamic shear
stress gradient, flow of non-Newtonian
fluids, horizontal well,
hydrodynamic model.

Достаточно много научных исследований посвящено особенностям фильтрации ВВН в пористой среде, проявлению неньютоновского течения. К примеру, в работах [1, 2] установлено, что наличие в составе нефти тяжелых компонентов (асфальтенов, парафинов, смол), растворенных в нефти углеводородных газов или азота, низкие температуры пласта будут обуславливать структурно-механические свойства (СМС) нефти и высокие значения напряжений сдвига предельного разрушения структуры. Причем в условиях низкой пластовой температуры (ниже температуры насыщения нефти парафином) основным фактором структурообразования будет выступать выпадение кристаллов парафина. А при более высоких температурах, намного выше температуры насыщения нефти парафином, аномалии фильтрации связаны с наличием в составе мицелл асфальтенов, в присутствии которых даже в высокотемпературных залежах ВВН могут быть структурированными системами. Также следует отметить, что увеличение количества растворенного газа для практически неразрушенной структуры будет значительно увеличивать вязкость нефти. Зависимость является обратной в случае преодоления напряжений, при которых происходит разрушение структуры.

Существуют различные приближенные методики определения значения ГДДС: В. В. Девликамова, В. А. Бочарова, Б. И. Султанова [3–6]. Значения ГДДС в них зависят только от предельного напряжения сдвига и коэффициента проницаемости пористой среды. В исследованиях [7] для простых моделей пористой среды также выведены уравнения для вычисления значения ГДДС. В этих формулах учитывается также коэффициент пористости, структурный коэффициент (учитывает структуру порового пространства). Обобщая приведенные исследования можно сделать вывод, что на сегодняшний день не существует точного и однозначного определения значения ГДДС — его величина определяется множеством факторов, зависящих как от свойств нефти, так и от свойств пористой среды.

В связи с тем, что доля пластов, представляющих собой систему двойной пустотности (карбонатные коллекторы), в последнее время увеличивается, исследования наличия ГДДС в таких коллекторах также представляют большой интерес. Авторами [8] были проведены работы по изучению фильтрации ВВН в карбонатной породе. Было выявлено, что в карбонатной породе ГДДС значительно выше, чем в терригенной. Также приведены результаты при различных проницаемостях коллектора: с уменьшением проницаемости выявлен резкий рост значений ГДДС. Авторы объясняют результаты тем, что в карбонатных породах происходит образование более прочных объемных структур за счет формирования активными компонентами нефти на границе нефть — карбонатная порода более прочных и утолщенных слоев

границно-связанной нефти, толщина которых в 1,5...2 раза больше, чем на кварцевой подложке.

Существование начальных ГДДС имеет место и на газовых месторождениях. При фильтрации газа в низкопроницаемых глинистых коллекторах также будут присутствовать начальные ГДДС. Такое явление связано, прежде всего, со строением глинистого материала. Как известно, глина имеет чешуйчатую структуру, и с целью обеспечения фильтрации газа к добывающим скважинам необходимо создавать градиенты давления выше значений начальных ГДДС. При приложении градиентов давления выше ГДДС чешуйки глины начинают выстраиваться вдоль линий тока фильтрации газа, тем самым обеспечивая его приток к добывающей скважине [9, 10].

Изучение влияния СМС нефти на изменение дебита добывающей скважины проводилось при помощи пакета гидродинамического моделирования Tempest-More версии 6.7.1. Программный пакет позволяет моделировать неньютоновское течение — фильтрацию пластового флюида с ГДДС. Неньютоновское течение нефти моделировалось множителем, изменяющим поток нефти (или скорость ее движения) в заданных границах изменения градиента пластового давления. Ниже значения градиента давления $dP_{пред}$ множитель F имеет постоянное значение F_0 (может быть равным нулю — случай бесконечной вязкости нефти). Выше $dP_{пред}$ и до значения $dP_{ньют}$ множитель F изменяется от F_0 до 1. Выше $dP_{ньют}$ течение нефти имеет ньютоновский характер. Стоит отметить, что предлагаемый программой способ моделирования вязкопластичного течения нефти не зависит явно от проницаемости коллектора и не учитывает структуру порового пространства, а позволяет только приблизительно оценить влияние СМС на отборы нефти и характер вытеснения.

Геометрические размеры модельного пласта $800 \times 800 \times 10$ м, размер сетки модели $20 \times 20 \times 10$ ячеек. Глубина залегания кровли пласта 1410 м, абсолютная отметка водонефтяного контакта 1420 м. Коэффициент пористости 20 %. Рассмотрена двухфазная модель фильтрации (нефть+вода), причем коэффициент начальной нефтенасыщенности 0,8 д.ед. Абсолютная проницаемость является варьируемым параметром, при этом коллектор является анизотропным (проницаемость по вертикали меньше чем по латерали в 10 раз). Начальное пластовое давление составляет 13,5 МПа, давление насыщения нефти газом 1,2 МПа. Сжимаемость породы $3,5 \cdot 10^{-4} 1/\text{МПа}$. Пластовая температура 299 К. Плотность нефти 945 кг/м^3 . Вязкость нефти в пластовых условиях $415 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Газосодержание нефти $1,8 \text{ м}^3/\text{т}$. Объемный коэффициент нефти 1,026. Коэффициент песчаности — 1 д.ед., расчлененности — 1 д. ед. Плотность воды в пластовых условиях 1170 кг/м^3 , в поверхностных 1178 кг/м^3 . Вязкость воды $1,5 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, коэффициент сжимаемости воды $3,7 \cdot 10^{-4} 1/\text{МПа}$. Рассматривается

гидрофильный коллектор с начальными геологическими запасами 998 тыс. м³.

В модели рассмотрена площадная пятиточечная система разработки. По центру участка залежи пробурена добывающая горизонтальная скважина, горизонтальный ствол которой расположен на глубине 1415 м, т. е. посередине пласта. На расстоянии 50 м от границ пласта на каждом углу расположены 4 вертикальные нагнетательные скважины, вскрывающие пласт на всю толщину. При моделировании предполагалось, что нагнетательные и добывающие скважины пускаются в работу одновременно. При этом на работу добывающих скважин накладывалось ограничение по забойному давлению — не ниже давления насыщения нефти газом. Для нагнетательных скважин задавалось ограничение по компенсации отборов закачкой равной 100 %.

Расчеты проводились для 3-х разных длин горизонтальных стволов: 100, 300 и 500 м. Моделировались различные варианты абсолютной проницаемости коллектора: 50, 100, 500, 1000,

2000 и 3000 мД. Для каждого значения проницаемости и длины горизонтального ствола задавались 20 значений ГДДС: 0,01; 0,03; 0,05...0,39 атм/м. Значение градиента давления, при котором возобновлялось ньютоновское течение, выбиралось по принципу (ГДДС+0,01 атм/м). Таким образом, участок кривой consistency, при котором происходит разрушение структуры (резкое уменьшение вязкости нефти), моделировался очень маленьким. Важно было показать ситуацию, когда в случае падения пластовых градиентов давления ниже значения ГДДС приток нефти бы отсутствовал. По результатам расчетов гидродинамической модели была получена динамика изменения дебитов, по которой определены установившиеся дебиты нефти. В статье приведены наиболее характерные зависимости для длин ГС 300 и 500 м, отражающие связь установившихся дебитов нефти от проницаемости при различных значениях ГДДС (рисунки 1, а; 2, а) и зависимости дебитов от ГДДС при различных значениях абсолютной проницаемости коллектора (рисунки 1, б; 2, б).

Рисунок 1.

Зависимости дебита нефти горизонтальной скважины с длиной ГС 300 м:
а) дебита от проницаемости; б) дебита от ГДДС

Рисунок 2.

Зависимости дебита нефти горизонтальной скважины с длиной ГС 500 м:
а) дебита от проницаемости; б) дебита от ГДДС

Анализ графиков, приведенных на рисунках 1, 2, позволяет выявить следующие важные закономерности:

1. Существует значительная разница между дебитами с ГДДС и ньютоновским режимом течения (в гидродинамической модели), соответственно использование аналитических формул в случае разработки месторождений ВВН будет приводить к некорректному прогнозу дебитов добывающих скважин.

2. С увеличением абсолютной проницаемости коллектора при одинаковом значении ГДДС разница между дебитами ньютоновского и неньютоновского течения будет значительно возрастать (рисунок 1, а). К примеру, если рассмотреть кривую ГДДС 0,25 атм/м видно, что при значении абсолютной проницаемости коллектора 500 мД дебиты отличаются от ньютоновского течения (ГДДС 0,00 атм/м) на 12,3 %, а при проницаемости 3000 мД на 71,9 %.

3. С увеличением длины ГС скважиной будут создаваться большие градиенты давления, и, соответственно, влияние ГДДС на производительность будет меньше. В связи с этим при разработке залежи ВВН следует подбирать длину ГС, учитывая ГДДС (рисунки 1, б; 2, б).

4. При использовании любой длины горизонтального ствола имеются определенные значения ГДДС, при которых дебиты скважины оказались практически одинаковыми вне зависимости от абсолютной проницаемости коллектора (рисунки 1, б; 2, б).

5. Интересная аномалия выявляется при больших ГДДС, как видно по кривой 0,39 атм/м, с увеличением проницаемости коллектора происходит обратное уменьшение дебита. Это связано с тем, что при больших ГДДС зона дренирования становится значительно меньше. Соответственно при больших проницаемостях скважина будет начинать

работу с высоким стартовым дебитом, а при выходе на установившийся режим они будут меньше по сравнению с низкопроницаемым коллектором.

6. Также задача состояла в сравнении дебитов ГДМ и по формуле S. Joshi. Для длины ГС 300 м погрешность между дебитами получилась минимальной, для 100 м — заниженные значения дебитов, для 500 м — завышенные. Вероятно, такое отличие связано с размерами контура питания.

Для уточнения достоверности полученных выводов произведен отдельный расчет для модели размерами 1500×1500×10 м. Свойства коллектора и флюидов были взяты из предыдущей модели. Выбрана аналогичная первой группе экспериментов система разработки (площадная пятиточечная). Стоит только уточнить, что нагнетательные скважины расположены на большем расстоянии от добывающей горизонтальной скважины (в первой модели расстояние между добывающей и нагнетательными скважинами 350 м, во второй модели это расстояние равно 700 м). На рисунке 3 представлены аналогичные предыдущему эксперименту зависимости дебитов горизонтальной скважины с длиной ГС 300 м от проницаемости и ГДДС для модели размерами 1500×1500×10 м.

Сравнивая две различные по размерам модели, можно сделать следующие важные выводы:

1. Между дебитами по S. Joshi и ГДМ прослеживается аналогичная связь, поэтому можно допустить, что выдвинутое предположение — верное.

2. В целом получены зависимости аналогичные первой рассмотренной модели, за исключением одного момента — более редкое расположение скважин привело к падению пластовых градиентов давления. Поэтому при разработке месторождений ВВН следует подбирать верные расстояния между нагнетательными и добывающими скважинами.

Рисунок 3.

Зависимости дебита нефти горизонтальной скважины с длиной ГС 300 м для модели 1500×1500×10 м: а) дебита от проницаемости; б) дебита от ГДДС

Выводы

Таким образом, установлено, что влияние неньютоновского режима течения ВВН в пористой среде является значимым при определении технологических показателей разработки добывающих скважин. Неучет СМС нефти приведет к некор-

ректному прогнозу дебитов скважин и к ошибкам в проектировании систем разработки залежей ВВН. Необходимо также понимать, что неучет СМС нефти будет приводить к неверному определению не только дебитов, но и коэффициентов извлечения нефти (КИН).

СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Девликамов В. В., Хабибуллин З. А. Структурная вязкость пластовой нефти // Труды Уфимского нефтяного института. М.: Недра, 1969. № 5. С. 81–86.
- 2 Влияние температуры, давления и растворенного газа на структурно-механические свойства нефти / А. А. Аббасов, В. А. Алиев, О. П. Рагимов, Я. М. Расизаде // Труды Азинефтехима (Баку). 1967. № 26. С. 19–24.
- 3 Бочаров В. А. Разработка нефтяных пластов в условиях проявления начального градиента давления. М.: ВНИИОЭНГ, 2000. 252 с.
- 4 Девликамов В. В. Исследование фильтрации структурированной нефти. Применение неньютоновских систем в добыче нефти // ВНИИОЭНГ. 1970. № 6. С. 99–109.
- 5 Девликамов В. В., Хабибуллин З. А., Кабиров М. М. Аномальные нефти. М.: Недра, 1975. 168 с.
- 6 Султанов В. И. О фильтрации вязкопластичных жидкостей в пористой среде // Известия Академии наук Азербайджанской ССР. 1960. № 5. С. 125–130.
- 7 Дмитриев Н. М., Нуриев А. М. Представление предельного градиента давления через фильтрационные характеристики коллектора и реологические свойства флюида // Труды РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. 2016. № 3. С. 20–29.
- 8 Гафаров Ш. А., Шамаев Г. А., Сафонов Е. Н. Особенности фильтрации неньютоновских нефтей в карбонатных пористых средах // Нефтяное хозяйство. 2005. № 11. С. 52–54.
- 9 Исследование начальных градиентов давления при фильтрации через низкопроницаемые породы-коллекторы / Б. А. Григорьев, Д. М. Орлов, Н. В. Савченко, А. Е. Рыжов // Вести газовой науки. 2013. № 1. С. 119–125.
- 10 Давыдова О. П. Моделирование процесса уплотнения и фильтрации в глинах. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. 2012. 54 с.

REFERENCES

- 1 Devlikamov V. V., Habibullin Z. A. *Strukturnaya вязkost' plastovoi nefiti: Trudy Ufimskogo nefryanogo instituta* [Structural viscosity of reservoir oil: Proceedings of Ufa Petroleum Institute], Moscow, Nedra Publ., 1969, no. 5, pp. 81–86. [in Russian].
- 2 Abbasov A. A., Aliev V. A., Ragimov O. P., Rasizade Ya. M. *Vliyanie temperatury, davleniya i rastvorennogo gaza na strukturno-mekhanicheskie svoystva nefiti. Trudy Azineftekhima*. [Influence of temperature, pressure and dissolved gas on structural and mechanical properties of oil: Proceedings of the Azerbaijan State

University of Oil and Industry]. Baku, 1967, no. 26, pp. 19–24. [in Russian].

3 Bocharov V. A. *Razrabotka neftyanyh plastov v usloviyah proyavleniya nachal'nogo gradient davleniya* [Development of oil reservoirs under the conditions of the initial gradient of pressure]. Moscow, VNIIONG Publ., 2000. 252 p. [in Russian].

4 Devlikamov V. V. Study of filtration of structured oil. The use of non-Newtonian systems in oil production. *VNIIOEHNG — All-Russian Research Institute for the Organization, Management and Economics of the Oil and Gas Industry*, 1970, no 6, pp. 99–109. [in Russian].

5 Devlikamov V. V., Habibullin Z. A., Kabirov M. M. *Anomal'nyenefiti* [Abnormal oil]. Moscow, Nedra Publ., 1975. 168 p. [in Russian].

6 Sultanov V. I. *On the filtration of viscoplastic fluids in a porous space, Izvestiya Akademii nauk Azerbajdzhanskoy SSR — Proceedings of the Academy of Sciences of the Azerbaijan SSR*, 1960, no 5, pp. 125–130. [in Russian].

7 Dmitriev N. M., Nuriev A. M. The representation of the limiting pressure gradient through the filtration characteristics of the reservoir and the rheological properties of the fluid, *Trudy RGU nefiti i gaza imeni I.M. Gubkina — Proceedings of the Gubkin Russian State University of Oil and Gas*, 2016, no 3, pp. 20–29. [in Russian].

8 Gafarov Sh. A., Shamaev G. A., Safonov E. N. Features of non — Newtonian oil filtration in carbonate porous media. *Neftyanoe hozyajstvo — Oil Industry*, 2005, no 11, pp. 52–54. [in Russian].

9 Grigor'ev B. A., Orlov D. M., Savchenko N. V., Ryzhov A. E. Investigation of initial pressure gradients during filtration through low-permeability reservoir rocks. *Vesti gazovoy nauki — News of gas science*, 2013, no 1, pp. 119–125. [in Russian].

10 Davydova O. P. *Modelirovanie processa uplotneniya i fil'tracii v glinah* [Modeling the process of compaction and filtration in clays]. Moscow, RGU nefiti i gaza imeni I. M. Gubkina Publ., 2012. 54 p. [in Russian].

Надыров А. И., магистрант гр. МГГ61-16-01 ФГБОУ ВО УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация
A. I. Nadyrov, Master Student of MGG61-16-01 group FSBEI HE USPTU, Ufa, Russian Federation
e-mail: Nadirov_aidar@mail.ru

Владимиров И. В., д-р техн. наук, профессор кафедры «Разработка и эксплуатация газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений» ФГБОУ ВО УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация
I. V. Vladimirov, Doctor of Engineering Sciences, Professor of the Chair «Development and Exploitation of Gas, Gas Condensate and Oil-Gas Condensate Fields» FSBEI HE USPTU, Ufa, Russian Federation