

# Целесообразность плавного запуска в работу нагнетательных скважин

Изотов А.А., Соколов С.В.

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия  
aaizotov@tnnc.rosneft.ru

## Аннотация

Эффективность разработки нефтяных месторождений во многом определяется текущими уровнями добычи нефти. На промысле стремление к интенсификации зачастую приводит к длительной отработке нагнетательных скважин и, как следствие, к снижению пластового давления. Попытки его восстановления за счет форсированного нагнетания воды в пласт приводят к развитию техногенной трещиноватости, которая способствует прорыву воды к добывающим скважинам. Для снижения негативного влияния процесса самопроизвольного образования трещин гидроразрыва пласта (авто-ГРП) предлагается плавный запуск в работу нагнетательных скважин путем постепенного увеличения забойного давления до проектной величины. Обоснование эффекта выполнено с применением гидродинамической модели.

## Материалы и методы

Технологические расчеты вариантов разработки, снижение риска образования трещин авто-ГРП с применением гидродинамической модели на основе геолого-промыслового анализа и геомеханических зависимостей.

## Ключевые слова

нагнетательная скважина, рост техногенных трещин, авто-ГРП, давление пластовое, давление разрыва, обводнение скважин

## Для цитирования

Изотов А.А., Соколов С.В. Целесообразность плавного запуска в работу нагнетательных скважин // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 1. С. 40–44. DOI: 10.24412/2076-6785-2021-1-40-44

Поступила в редакцию: 08.02.2021

OIL PRODUCTION

UDC 622.276 | Original Paper

## The reasonability of a smooth start of injection wells

Izotov A.A., Sokolov S.V.

“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia  
aaizotov@tnnc.rosneft.ru

## Abstract

The efficiency of oil field development is largely determined by the current levels of oil production. In the field, the desire for intensification often leads to long-term development of injection wells and, as a result, to a decrease in reservoir pressure. Attempts to restore it due to forced injection of water into the reservoir lead to the development of man-made fracturing, which contributes to the breakthrough of water to the producing wells. To reduce the negative impact of the process of spontaneous formation of hydraulic fracturing cracks, it is proposed to smoothly start the injection wells by gradually increasing the bottom-hole pressure to the design value. The effect was justified using a hydrodynamic model.

## Material and methods

Technological calculations of development options, reduction of the risk of formation of cracks in hydraulic fracturing with the use of a hydrodynamic model based on geological and field analysis and geomechanical dependencies.

## Keywords

injection well, growth of fractures, auto fractures, reservoir pressure, rock fracturing pressure, well flooding

## For citation

Izotov A.A., Sokolov S.V. The reasonability of a smooth start of injection wells. Exposition Oil Gas, 2021, issue 1, P. 40–44. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2021-1-40-44

Received: 08.02.2021

Теория разрушения зародилась в конце позапрошлого века, когда перед наукой была поставлена задача — объяснить разрушение океанских лайнеров, собранных из стальных листов, соединенных друг с другом заклепками. Лайнеры разламывались на волнах трещинами, проходящими через иллюминаторы. Так было, например, с танкером “Schenectady”, который 16 января 1943 года разломился надвое, стоя в доке возле острова Сван, во время шторма (рис. 1).

Немецкий ученый Кирш, исследуя уравнения теории упругости Сен-Венана и Навье, пришел к выводу, что в стальном листе, нагруженном растягивающими усилиями, круговое отверстие служит источником концентрации напряжений. Английский исследователь, сотрудник авиационного центра А.А. Гриффитс (1893–1963), которого интересовали причины потери прочности различных материальных тел, обратил внимание на трещины, образующиеся при высверливании

отверстия под иллюминаторы, по которым и происходил разрыв.

Работа Гриффитса была движима двумя противоречащими фактами: напряжение, которое необходимо приложить к стеклянной нити для ее разрушения, составляет порядка 100 МПа, а теоретическое напряжение, необходимое для разрыва межатомных связей в стекле, составляет около 10 000 МПа. Он нашел энергетический закон, которому подчиняется разрушение в твердых телах,

и вывел свою константу — удельную энергию трещинообразования.

Тысячи инженеров и ученых работали над тем, чтобы сделать тела прочнее, Гриффитс же задумался над тем, почему они разрушаются. В поисках прочности он пошел от обратного. И будучи уверенным в том, что виной разрушения являются трещины, исследовал их природу. Когда отверстия под иллюминаторы стали изготавливать штамповкой, после предварительного нагрева стального листа до пластического состояния, разрушения лайнеров прекратились.

Конечно, трещины служат причиной разрушения не только морских судов, но и многих других сооружений. Мы выбрали этот пример, имея в виду, что иллюминатор имеет форму круга, как и скважина, которая предназначена для освещения состояния пласта и образуется способом близким к высверливанию. И так же, как вокруг иллюминатора, в ее окрестности образуется много трещин, которые в дополнение к уже имеющимся в пласте ослабляют его прочность.

Микротрещины в призабойной зоне являются концентраторами напряжений, которые могут приводить при определенных условиях к негативным последствиям для разработки месторождений. При наличии трещин нагруженный материал, даже первоначально упругий, разрушается как хрупкий, со стремительным образованием и ростом трещин при соответствующем нагружении [2].

Согласно Гриффитсу, всякая трещина длиной больше критической имеет тенденцию к неограниченному росту. Критическая длина трещин определяется формулой:  $L_{кр} = K / \sigma^2$ , где  $\sigma$  — напряжение на стенках трещин;  $K$  — коэффициент, зависящий от физических свойств среды. Если стенка трещины непроницаема, то  $\sigma = P_p - P_{пл}$ , где  $P_p$  — давление разрыва;  $P_{пл}$  — пластовое давление.

По современным представлениям развитию трещин предшествует период их скопления в кластер, и потому под  $L_{кр}$  следует понимать характерный размер кластера. Таким образом, из теоретических соображений следует, что давление разрыва является возрастающей функцией пластового давления.

Об этом же говорит опыт проведения ГРП (гидроразрыва пласта) в нефтенасыщенных пластах. Выведем соответствующую аналитическую зависимость, положив в основу формулу, установленную академиком А.Н. Динником [3], связывающую боковое давление

в шахте ( $P_\sigma$ ) с горным ( $P_g$ ), через коэффициент Пуассона ( $\nu$ ):

$$P_\sigma = \frac{\nu}{1-\nu} P_g. \quad (1)$$

Формула (1) справедлива для сплошных тел, в которых имеется вертикальная полость типа шахты. Если порода насыщена жидкостью с пластовым давлением ( $P_{пл}$ ), то следует принять его ослабляющее воздействие во все стороны и записать формулу Динника в виде:

$$P_\sigma = \frac{\nu}{1-\nu} P_g + (1 - \frac{\nu}{1-\nu}) P_{пл}. \quad (2)$$

Давление разрыва должно быть не менее бокового давления  $P_p \geq P_\sigma$ , поэтому нижняя граница ( $P_p$ ) определяется аналогичной формулой, которая получена Итоном [4] другим способом. Таким образом, давление разрыва растет с увеличением пластового давления и уменьшается при его снижении, что хорошо известно из практики.

Практический опыт послужил основанием Ю.П. Желтову сформулировать положение, что разрывная деформация разрабатываемого пласта определяется не величиной горного давления, а разностью между давлением нагнетания и пластовым, которое при разработке значительно снижается [5].

Преобразование формулы (1), пригодной для оценки силы давления разрыва в монолитных сплошных породах к формуле (2), невольно предполагает, что давление жидкости в трещине такое же, как в ее окрестности, что возможно в случае фильтрующей жидкости, и только тогда давление разрыва снижается и определяется формулой (2). Этот вывод иллюстрируется рисунком 2, заимствованным из работы [6].

Из практики проведения ГРП известно (рис. 3), что давление нагнетания геля снижается после предварительной закачки в пласт маловязкой жидкости. Маловязкая жидкость создает в пласте трещины, концентрирующие напряжения, и тем самым облегчает его разрыв при закачке геля.

На этом основании в работе [7] считается целесообразным проведение ГРП с использованием воды вместо геля. На нескольких скважинах месторождения Оакхилл был проведен ГРП на воде, при этом рост эффективного давления почти не наблюдается. Развитие трещины происходит легче и при меньших давлениях с использованием маловязкой жидкости. При использовании геля



Рис. 1. Танкер “Schenectady” после развала на две части [1]

Fig. 1. “Schenectady” tanker after breaking into two parts [1]

в традиционной технологии рост давления отмечается в основном в призабойной зоне из-за больших фильтрационных сопротивлений.

На рисунке 4 приведена зависимость давления разрыва от пластового давления для объекта Ю ряда месторождений Западной Сибири [8, 9], которая демонстрирует факт: при снижении пластового давления давление разрыва снижается.

Однако в большинстве случаев на месторождениях данного региона этот факт при организации закачки воды не учитывается. Распространенная практика предварительной отработки нагнетательной скважины приводит к снижению пластового давления в ее окрестности. Не трудно посчитать, например, для объекта, залегающего на глубине 2 500 м, при проектном давлении на устье 14 МПа величина забойного давления при переводе такой скважины под закачку составит 39 МПа (без учета потерь на трение).

Из промыслового опыта хорошо известен факт роста коэффициента продуктивности скважин при переводе их из добычи под нагнетание [10]. Примером могут служить скважины объекта БП11 нефтегазового месторождения Пуровского района. Различие между коэффициентами приемистости и продуктивности составляет около 7 раз (рис. 5).

По нашему мнению, такой рост продуктивности не может быть вызван ничем иным кроме трещинообразования в призабойной зоне нагнетательной скважины. Такое увеличение продуктивности зачастую позитивно воспринимается на промысле, так как позволяет быстрее повысить компенсацию и не заниматься очисткой воды. Однако,

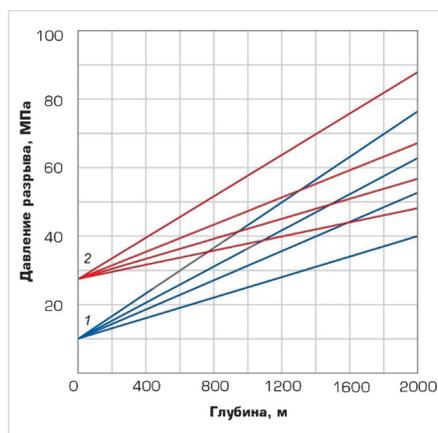


Рис. 2. Давление разрыва пород для воды (1) и геля (2)  
Fig. 2. Rock fracturing pressure for water (1) and gel (2)

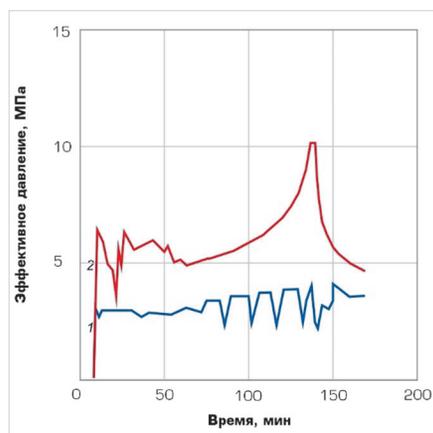


Рис. 3. Эффективное давление для ГРП на воде (1) и на геле (2)  
Fig. 3. Effective pressure for hydraulic fracturing on water (1) and on gel (2)

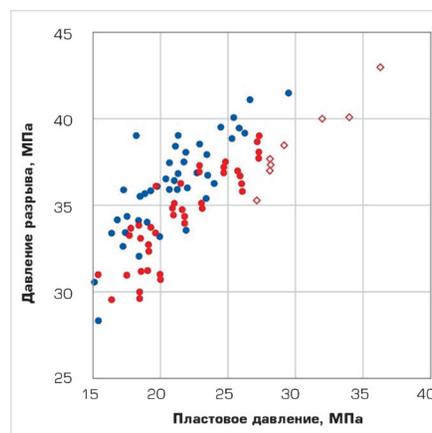


Рис. 4. Оценка давления разрыва пород  
Fig. 4. Estimation of rock fracture pressure

к сожалению, сложившийся опыт разработки показал, что при снижении проницаемости длина образующихся трещин выше. А закачка воды с механическими примесями приводит к их постепенному удлинению. Это становится причиной преждевременного обводнения добывающих скважин.

В качестве примера (рис. 6) приведем результаты организации очаговой закачки при разработке верхнеюрских отложений Хохряковской группы месторождений Западной Сибири [11].

Для поддержания отборов был организован перевод под закачку малопродуктивных скважин в центре двух блоков внутри зоны пониженного давления. Расстояние между добывающими и нагнетательными скважинами составляет порядка 300 м, скважины стимулированы ГРП.

Для анализа эффективности были выбраны четыре нагнетательные и окружающие их добывающие скважины. Среднемесячная добыча нефти по участку 1 до организации заводнения составляла 7,8 тыс. т, по участку 2–5,8 тыс. т. Обводненность до очагового заводнения по участкам составляла 10 и 13 % соответственно. Построена динамика технологических показателей до и после реализации заводнения (рис. 7).

Организация закачки воды привела к увеличению пластового давления, а вследствие этого к росту отборов по нефти и жидкости. На участке 1 устьевое давление поддерживалось на уровне 15 МПа, что превышает давление авто-ГРП. На момент анализа было отобрано 42,1 тыс. т нефти (7 тыс. т/скв.) при средней обводненности продукции 75 %. Причиной роста обводненности стал прорыв закачиваемой воды, что подтверждено проведенными трассерными исследованиями.

На участке 2 закачка велась при давлении нагнетания ниже авто-ГРП. На момент анализа дополнительная добыча нефти составила 121,1 тыс. т (17,3 тыс. т/скв.) при обводненности 57 %. Отметим, что временное повышение давления нагнетания до 12,3 МПа привело к резкому росту обводненности с 23 до 46 %.

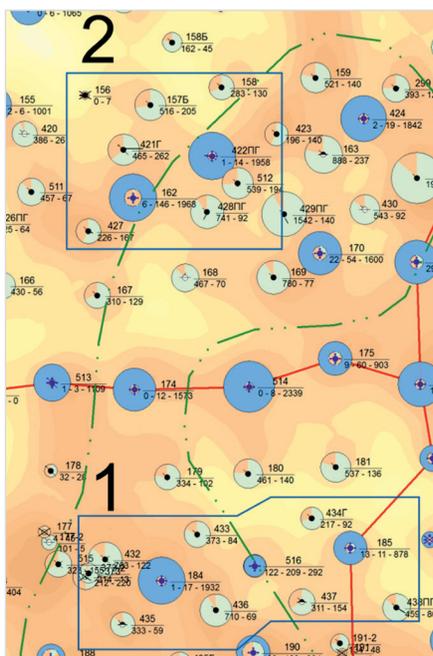


Рис. 6. Выкопировка карты накопленных отборов по участкам 1 и 2  
Fig. 6. Copy of the map of accumulated oil and water production, for sections 1 and 2

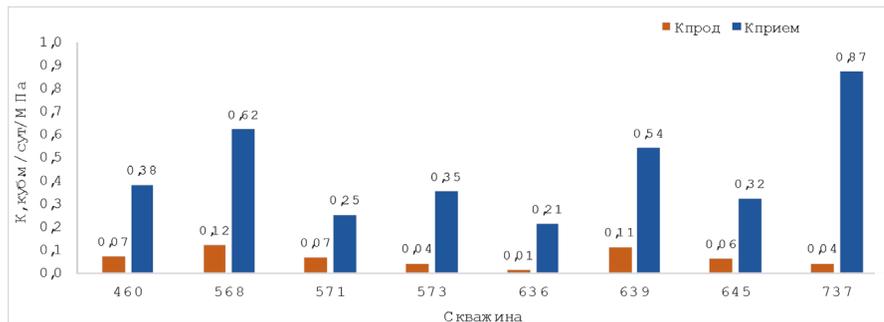


Рис. 5. Пример изменения продуктивности скважин при переводе под нагнетание  
Fig. 5. Example of changes in the productivity of wells when transferred to injection

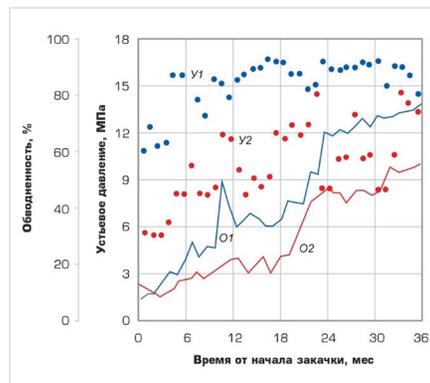
Негативное влияние повышенного давления нагнетания на эффективность очаговых скважин описано также в работе [12]. Часто наблюдается быстрое обводнение соседних скважин и рост добычи жидкости преимущественно за счет добычи воды. Причиной этого является образование сквозных ориентированных трещин при закачке воды с давлением на забое выше давления разрыва горных пород.

Можно сделать предположение, что ограничение величины забойного давления при закачке воды ниже давления разрыва породы позволит снизить риски образования трещин авто-ГРП и преждевременного обводнения. Идея метода состоит в постепенном повышении давления в окрестности нагнетательной скважины закачкой воды при контроле забойного давления величиной давления разрыва. Это повысит величину давления разрыва и даст возможность дальнейшего увеличения репрессии. Результатом данного итеративного процесса станет плавный выход на проектное забойное давление.

Очевидно, что при таком подходе объем закачанной воды должен быть меньше, чем при закачке без ограничения. В свою очередь, это может привести к снижению темпа восстановления пластового давления и снижению отборов нефти.

С целью оценки технологических параметров была использована гидродинамическая модель с фактическими кустами объекта Ю1 месторождения Хохряковской группы (рис. 8).

Объект имеет проницаемость порядка



O1, O2 — обводненность;  
Y1, Y2 — устьевое давление по участкам 1 и 2 соответственно;  
O1, O2 — water cut; Y1, Y2 — wellhead pressure in sections 1 and 2, respectively

Рис. 7. Показатели работы скважин  
Fig. 7. Well performance indicators

3–5 мД при средней нефтенасыщенной толщине в рассматриваемой зоне 23 м. Запроектирована рядная система разработки на основе горизонтальных добывающих скважин с длиной ствола 1 000 м и 8–12 операциями МГРП (многостадийного гидроразрыва пласта). Нагнетание воды ведется в наклонно-направленные скважины с большеобъемным ГРП. Расстояние между рядами 400 м. Ввод в эксплуатацию скважин соответствует реальному ковру бурения. Нагнетательные скважины обрабатывались 6 месяцев в качестве добывающих в соответствии с проектным вариантом, после чего переводились под закачку. Всего на участке 71 добывающая и 65 нагнетательных скважин, для учета краевых эффектов оценивался участок из 12 добывающих и 21 нагнетательной скважины.

Было рассчитано три варианта разработки. В первом варианте нагнетательные скважины после отработки сразу запускались на проектных забойных давлениях нагнетания 46 МПа. В этом варианте явление авто-ГРП при расчете не учитывалось. Вариант два отличается от первого учетом авто-ГРП в нагнетательных скважинах. В варианте три была выполнена оценка давления разрыва пород в зависимости от текущей величины пластового давления. Параметры для расчета взяты из отчетов операций гидроразрыва пласта, зависимость была задана в качестве граничного условия для забойного давления нагнетания. Таким образом, в варианте три нагнетательные скважины плавно выводились на проектное забойное давление 460 атм. Рисунок 9 поясняет реализуемый

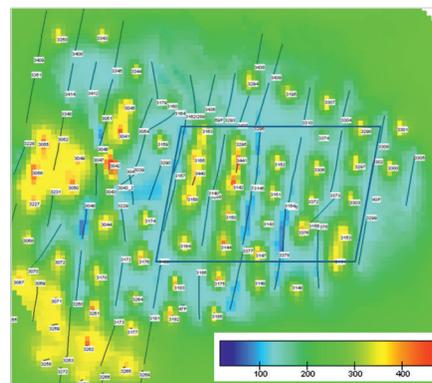


Рис. 8. Схема расположения скважин и рассматриваемого участка на карте пластового давления  
Fig. 8. Diagram of the location of wells and the area under consideration on the reservoir pressure map

принцип плавного вывода на режим на примере сопоставления вариантов 1 и 3. На промысле такое управление режимом без труда может быть реализовано сменой штуцеров.

Сопоставление вариантов разработки по накопленной добыче нефти приведено на рисунке 10.

Длительность периода плавного вывода нагнетательной скважины на проектный режим зависит от проницаемости пород. В рассматриваемом примере на это требуется 6–8 месяцев.

По результатам расчетов можно сделать следующие выводы:

- ограничение забойного давления при выводе на режим нагнетательных скважин варианта 3 в первый год снижает объем закачки воды на 17 % относительно варианта 1. За пять лет накопленная закачка воды в варианте 3 на 6,5 % ниже, чем в варианте 1, что оказывает влияние на величину накопленной добычи нефти;
- накопленная добыча нефти в варианте 3 меньше на 1 % за два года, чем в варианте 1, а за пять лет на 4 % (70 тыс. т) по всем скважинам участка (менее 1 тыс. т/скв.);
- с учетом авто-ГРП в варианте 2 расчетная добыча нефти за 5 лет ниже на 29 %, чем в варианте 1, за счет ухудшения характеристики вытеснения. При обводнении добывающей скважины сквозной трещиной происходит частичное блокирование выработки подвижных запасов в ее окрестности.

Таким образом, предложенный способ плавного вывода нагнетательной скважины на проектное забойное давление целесообразен в качестве мероприятия по снижению рисков образования техногенных трещин при формировании системы ППД. Особенно это актуально для пластов — коллекторов с низкой проницаемостью.

Рациональное отношение к применению заводнения, по нашему мнению, является одним из ключевых элементов повышения эффективности разработки.

## Итого

В работе даны выводы, представлены теоретические и практические подтверждения эффекта плавного достижения в скважине проектного забойного давления при закачке воды. Это снижает риск самопроизвольного разрыва продуктивного пласта и быстрого обводнения добывающих скважин.

## Выводы

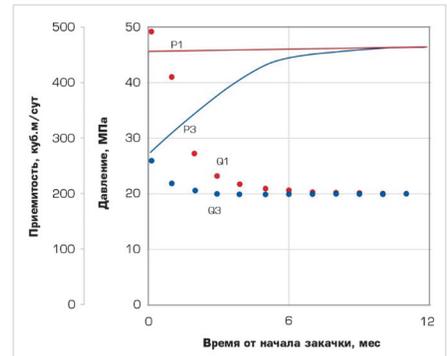
- Разрывная деформация пласта определяется разностью между давлением нагнетания фильтрующей жидкости и пластовым давлением. При разработке пластовое давление снижается, а вместе

с ним и давление разрыва пласта.

- Неучет данного обстоятельства при обработке нагнетательных скважин и последующем их переводе под закачку, организации очагового заводнения несет риски образования техногенных трещин и обводнения окружающих добывающих скважин даже при наличии в зоне их дренирования извлекаемых запасов нефти.
- В зонах пониженного отборами жидкости пластового давления целесообразен плавный вывод нагнетательных скважин на проектное забойное давление.

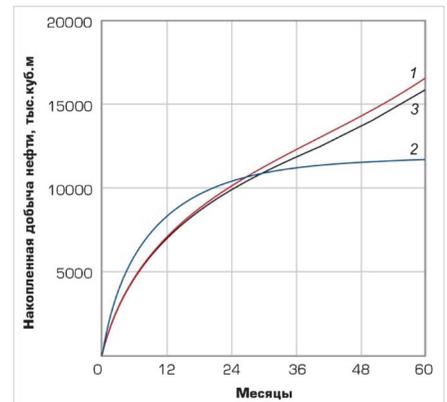
## Литература

- Szata M., Lesiuk G. A new method of constructing the kinetic fatigue fracture diagrams — crack propagation equation based on energy approach. FME Transactions, 2008, issue 36, P. 75–80. (In Eng).
- Griffith A.A. The phenomena of rupture and flow in solids. Philosophical Transactions of the Royal Society, 1921, Vol. 221, P. 163–198. (In Eng).
- Динник А.Н. Статьи по горному делу. М.: Углетехиздат, 1957. 195 с.
- Eaton B.A. Fracture Gradient Prediction and Its Application in Oilfield Operations. Journal of petroleum technology, 1969, issue 21, P. 1353–1360. (In Eng).
- Желтов Ю.П. О гидравлическом разрыве нефтеносного пласта // Известия Академии наук СССР. Отделение технических наук. 1955. № 5. С. 3–41.
- Кузнецов Д.С. Механика горных пород и ее приложение к ГРП, учебный курс. Томский университет. 2006.
- Walker R.N., Hunter J.L., Brake A.C., Fagin P.A., Steinsberger N. Proppants, we still don't need no proppants — a perspective of several operators. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Louisiana, New Orleans, 1998, 27–30 September. (In Eng).
- Главнов Н.Г., Квеско Б.Б. Анализ развития техногенных трещин на нагнетательных скважинах Крапивинского месторождения // Известия Томского политехнического университета. 2011. Т. 319. № 1. С. 162–166.
- Ridel A.A., Margarit A.S., Garfoullina R.A., Mazhar V.A., Almukhametov M.A., Petrov I.A. Improving the efficiency of oil and gas field development by optimizing the operation of injection wells. SPE Russian oil and gas exploration and production technical conference and exhibition, Moscow, 2012, 16–18 October, P. 2340–2353. (In Russ).
- Батурин Ю.Е. Проектирование и разработка нефтяных и газонефтяных месторождений Западной Сибири. Разработка месторождений. Тюмень: ТИУ,



*P1, Q1 — забойное давление и приемистость в варианте 1; P3, Q3 — забойное давление и приемистость в варианте 3; P1, Q1 — downhole pressure and injection rate in option 1; P3, Q3 — downhole pressure and injection rate in option 3*

*Рис. 9. Пример режима работы типовой нагнетательной скважины  
Fig. 9. Example of the operating mode of a typical injection well*



*Рис. 10. Сопоставление результатов расчета вариантов разработки по накопленной добыче нефти  
Fig. 10. Comparison of the results of the calculation of options*

2016. Кн. 2. 205 с.

- Леванов А.Н., Медведский Р.И., Ручкин А.А. Развитие технологий разработки юрских отложений месторождений Западной Сибири. Тюмень: Вектор Бук, 2010. 300 с.
- Ягафаров А.К., Клевченко И.И., Коротенко В.А., Попов И.П., Попова Ж.С., Ваганов Ю.В., Кузнецов Н.П., Ручкин А.А. Геолого-промысловые и технологические аспекты разработки нефтяных месторождений Западной Сибири. Тюмень: ТИУ, 2017. 268 с.

## ENGLISH

### Results

The paper presents conclusions, theoretical and practical confirmations of the effect of smooth achievement of the design downhole pressure in the well during water injection. This reduces the risk of spontaneous rupture of the productive stratum and quick watering of producing wells.

### Conclusions

- Fracturing is determined by the difference between the injection pressure of the filter fluid and the reservoir pressure. During

development, the reservoir pressure is reduced, which reduces the amount of fracturing pressure.

- Failure to take this circumstance into account when working out injection wells and then transferring them to injection, organizing focal flooding, carries the risks of formation of man-made cracks and flooding of the surrounding production wells, even if there are recoverable oil reserves in the drainage zone.
- In areas where the reservoir pressure is reduced by fluid sampling, it is advisable to gradually bring the injection wells to the design bottom-hole pressure.

## References

1. Szata M., Lesiuk G. A new method of constructing the kinetic fatigue fracture diagrams – crack propagation equation based on energy approach. FME Transactions, 2008, issue 36, P. 75–80. (In Eng).
2. Griffith A.A. The phenomena of rupture and flow in solids. Philosophical Transactions of the Royal Society, 1921, Vol. 221, P. 163–198. (In Eng).
3. Dinnik A.N. Articles on mining. Moscow: Ugletekhizdat, 1957, 195 p. (In Russ).
4. Eaton B.A. Fracture Gradient Prediction and Its Application in Oilfield Operations. Journal of petroleum technology, 1969, issue 21, P. 1353–1360. (In Eng).
5. Zheltov Yu.P. On hydraulic fracturing of the oil-bearing layer. Khristianovich Izvestiya Akademii nauk SSSR. Department of Technical Sciences, 1955, issue 5, P. 3–41. (In Russ).
6. Kuznetsov D.S. Rock mechanics and its application to hydraulic fracturing, training course. Tomsk State University, 2006. (In Russ).
7. Walker R.N., Hunter J.L., Brake A.C., Fagin P.A., Steinsberger N. Proppants, we still don't need no proppants – a perspective of several operators. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Louisiana, New Orleans, 1998, 27–30 September. (In Eng).
8. Glavnov N.G., Kvesco B.B. Analysis of the development of technogenic cracks in the injection wells of the Krapivinsky field. Bulletin of the Tomsk Polytechnic University, 2011, Vol. 319, issue 1, P. 162–166. (In Russ).
9. Ridel A.A., Margarit A.S., Garfoullina R.A., Mazhar V.A., Almukhametov M.A., Petrov I.A. Improving the efficiency of oil and gas field development by optimizing the operation of injection wells. SPE Russian oil and gas exploration and production technical conference and exhibition, Moscow, 2012, 16–18 October, P. 2340–2353. (In Russ).
10. Baturin Yu.E. Design and development of oil and gas and oil fields in Western Siberia. Field development. Tyumen: TYUIU, 2016, book 2, 205 p. (In Russ).
11. Levanov A.N., Medvedsky R.I., Ruchkin A.A. Development of technologies for the development of Jurassic deposits in Western Siberia. Tyumen: Vektor Buk, 2010, 300 p. (In Russ).
12. Yagafarov A.K., Kleshchenko I.I., Korotenko V.A., Popov I.P., Popova Zh.S., Vaganov Yu.V., Kuznetsov N.P., Ruchkin A.A. Geological and technological aspects of the development of oil fields in Western Siberia. Tyumen: TYUIU, 2017, 268 p. (In Russ).

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Изотов Алексей Александрович**, руководитель проектного офиса, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Для контактов: [aaizotov@tnnc.rosneft.ru](mailto:aaizotov@tnnc.rosneft.ru)

**Соколов Сергей Викторович**, к.т.н, старший эксперт, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

**Izotov Alexey Aleksandrovich**, head of business development of “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia  
Corresponding author: [aaizotov@tnnc.rosneft.ru](mailto:aaizotov@tnnc.rosneft.ru)

**Sokolov Sergey Viktorovich**, ph.d., senior expert of “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia



ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ  
В ОБЛАСТИ КРС, ПНП, ГНКТ  
7-11 ИЮНЯ 2021, ЯЛТА КРЫМ

ЭКСПЛУАТАЦИЯ — ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА,  
РЕМОНТ И БУРЕНИЕ  
ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН  
6-10 СЕНТЯБРЯ 2021, ЯЛТА КРЫМ

**+7 3452 520-958**

бронирование участия в конференциях  
[academy.intechol.com](http://academy.intechol.com)

Генеральный информационный партнер

**ЭКСПОЗИЦИЯ  
НЕФТЬ ГАЗ**