

2.8.4.  
УДК 622.279.51  
DOI:

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ  
И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ  
10.37493/2308-4758.2023.1.7

Ваганов Е. В.,  
Сохошко С. К.,  
Краснов И. И.

Газпром недр, г. Тюмень, Россия;  
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия;  
Политехнический институт (филиал) Северо-Восточного  
федерального университета им. М. К. Аммосова, г. Мирный,  
Россия

### ПРОГНОЗ УСПЕШНОСТИ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОГРАНИЧЕНИЮ ВОДОПРИТОКОВ В ГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ

Введение.

Изучение геологического строения газовых и газоконденсатных залежей при прогнозе и их разработке позволяет выявить основные причины возникновения обводненности продукции скважин. Прогноз базируется на исследовании путей прорыва подошвенной и контурной воды из водоносного горизонта. Также в процессе гидрохимического контроля определяется, что прорыв воды происходит из-за подъема ГВК или нарушения герметичности заколонного пространства [1, 2].

Материалы и методы  
исследований.

На основании промысловых исследований показано, что депрессионная воронка в настоящий период разработки в апт-сеноманском водоносном комплексе, сформировалась вследствие эксплуатации газовых залежей Уренгойской и Ен-Яхинской площадей [3, 4]. Согласно методике И. П. Чоловского определялась энтропия коллекторов по расчлененности в качестве меры неоднородности в интервале вскрытия продуктивного пласта. В результате анализа выявлен механизм обводнения скважин в области распределения факторов песчанистости и неоднородности [5–7]. Определено, что интенсивность вторжения вод во многом зависит от фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород залежи и водонапорного бассейна. Поэтому темпы подъема ГВК и изменение насыщенности связаны с особенностями литологического и тектонического строения разреза в пределах отдельных участков залежи действующих эксплуатационных скважин [8, 9].

Результаты исследований

и их обсуждение.

Большинство эксплуатируемых скважин на Уренгойском месторождении имеют минимальный коэффициент пористости 24 %, а коэффициент песчанистости коллекторов в интервале вскрытия пласта — минимум 85 %. Невыдержанность по толщине и по площади, а также существенная опесчаненность глинистых пластов обуславливает тесную гидродинамическую взаимосвязь пластов. Следовательно, средневзвешенные значения анализируемых параметров можно принять как граничные условия прогнозирования обводнения и запуска скважины в эксплуатацию после проведения мероприятий по ограничению водопритоков.

Выводы.

Для прогноза успешности водоизоляционных работ проведен анализ геологических факторов песчанистости и неоднородности по разрезу. В качестве меры неоднородности в интервале перфорации определялась энтропия коллекторов по расчлененности. Прогнозирование обводнения скважин на данной стадии разработки газовых залежей месторождений Крайнего севера является актуальным, так как требует решения проблемы добычи природного газа с повышенным содержанием пластовой воды в продукции скважин. На основе результатов анализа причин обводнения фонда скважин выявлено, что при выполнении (МОПВ) необходимо учитывать особенности геологического строения, расположения глинистых пропластков и проницаемость продуктивных горизонтов. Также рекомендуется проводить повторную перфорацию, затем выполнить закачку водоизоляционного состава с докреплением цементом на скважинах имеющих глинистые пропластки небольшой толщины более одного метра с чередующимися продуктивными пропластками небольшой толщины.

Ключевые слова:

коэффициент песчанистости, прогноз успешности ВИР, интервалах перфорации, эксплуатационная скважина, распределение пористости, механизм обводнения скважин, текущего положения ГВК.

Vaganov E. V.,  
Sokhoshko S. K.,  
Krasnov I. I.

Gazprom Nedra LLC, Tyumen, Russia  
Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia  
Mirny Polytechnic Institute (branch) of North-Eastern Federal University, Mirny, Russia

**Substantiation of Methods to Remove Water Inflows in Wells Draining Gas Condensate Deposits**

Introduction.

Forecasting the intrusion of formation waters into the reservoir determines the time of watering wells and, therefore, is necessary for planning and implementing measures to limit water inflows. The study of the geological structure of gas and gas condensate deposits during the development of oil and gas condensate fields makes it possible to identify the main causes of the occurrence and development of water cut in well production. The forecast is based on the study of the ways of breakthrough of bottom and contour water from the aquifer. Also, in the process of hydrochemical control, it was determined that water breakthrough occurs due to the rise of the GWC and the violation of the tightness of the annulus [1, 2].

Materials and research methods.

On the basis of field studies, it was shown that the depression funnel in the current period of development in the Aptian-Cenomanian aquifer complex was formed as a result of the exploitation of gas deposits in the Urengoyskaya and Yen-Yakhinskaya areas [3, 4]. According to the methodology of I.P. Cholovsky, the entropy of reservoirs was determined by dissection as a measure of heterogeneity in the inter-

val of opening a productive reservoir. As a result of the analysis, the mechanism of well watering in the area of distribution of the factors of net-to-grossness and heterogeneity was revealed [5–7]. It has been determined that the intensity of water intrusion largely depends on the porosity and permeability properties (PRP) of the rocks of the deposit and the watershed. Therefore, the rate of GWC rise and the change in saturation are associated with the features of the lithological and tectonic structure of the section within individual sections of the deposit of operating production wells [8, 9].

Research results and their discussion.

Most of the wells in operation at the Urengoykoye field have a minimum porosity factor of 24%, and the net-to-gross ratio of the reservoirs in the formation interval is at least 85%. The analysis of the geological structure during the development of gas deposits in the Urengoykaya and Yen-Yakhinskaya areas made it possible to determine the causes of the occurrence and development of water cut in well production. It is based on the study of the ways in which formation waters enter the well from the aquifer. Irregularity in thickness and area, as well as significant sandiness of clay layers causes a close hydrodynamic relationship of the layers. Therefore, the weighted average values of the analyzed parameters can be taken as the boundary conditions for predicting watering and putting the well into operation after carrying out measures to limit water flow. To predict the success of waterproofing work, an analysis of the geological factors of sand content and heterogeneity along the section was also carried out. As a measure of heterogeneity in the perforation interval, the entropy of reservoirs was determined by stratification. According to the chemical analysis of samples taken from the wells, geophysical studies of the current position of the GWC and the results of measures to limit the inflow of water (WRI), the boundaries of the sectors were determined.

Conclusions.

Forecasting well watering at this stage of development of gas deposits in the Far North fields is very relevant, as it necessitates the formulation and solution of the problem of production and treatment of natural gas with a high content of formation water in well production. Based on the results of the analysis of the reasons for the downtime of the well stock, taking into account the geological structure, the location of clay interlayers and the permeability of productive horizons, it is recommended to carry out geological and technical measures (GTO) on the wells. Thus, for wells with sufficiently thick shale interlayers up to 5.0 meters, it is necessary to carry out (MOW) by installing cement bridges in the zone of shale interlayers. It is also recommended to re-perforate and then re-inject the water-proofing composition with additional cement in wells with clay interlayers of a small thickness of more than one meter with alternating productive interlayers of small thickness.

Key words:

net-to-gross ratio, VIR success forecast, perforation intervals, production well, porosity distribution, well watering mechanism, current GWC position.

### **Введение**

Прогноз подъема условной границы раздела пластовых вод и газа позволяет определить время обводнения залежи. Это необходимо для планирования и внедрения мероприятий по ограничению водопритоков в скважинах. Прогноз базируется на исследовании путей прорыва контурной воды и подтягивание подошвенной из водоносного горизонта. Также в процессе гидрохимического контроля определено, что прорыв воды происходит из-за подъема ГВК и нарушения герметичности заколонного пространства [1, 2].

На основании результатов анализа проб отбираемой жидкости из скважин в процессе гидрохимического контроля показано, что одной из главных причин обводнения скважин является нарушение цементного камня и как правило поступление воды по заколонному пространству.

Также в процессе гидрохимического контроля определено, что прорыв воды происходит из-за подъема ГВК и нарушения герметичности заколонного пространства.

### **Материалы и методы исследований**

На основании промысловых исследований выявлено, что депрессионная воронка в настоящий период разработки в апт-сеноманском водоносном комплексе, протягивается с севера на юг и с запада на восток. Она сформировалась вследствие эксплуатации сеноманской залежи месторождений Большого Уренгоя. На отдельных участках депрессионная воронка охватила почти на всю мощность апт-сеноманский водоносный комплекс. Разработка газовых залежей месторождений Большого Уренгоя ведется при упруго-водонапорном режиме. Доказательством этого является то, что буквально через год после ввода УКПГ произошло падение давления и подъем ГВК в зоне УКПГ. На основании результатов гидродинамических исследований выявлено, что внедрение пластовых вод и образование депрессионной воронки происходит неравномерно по площади залежи [3, 4].

Наибольшая скорость подъема ГВК наблюдается в высокопроницаемых коллекторах. Различные темпы подъема газо-водяного раздела и изменения насыщенности отложений сеномана связаны с

геологофизическими особенностями, со временем ввода отдельных УКПГ и с уровнями отбора пластового газа [5–7].

По методике И.П. Чоловского определялась энтропия коллекторов по расчлененности в качестве меры неоднородности в интервале вскрытия пласта (перфорации). В результате проведенного анализа выявлен механизм обводнения скважин, который показан секторами в области распределения факторов песчанистости и неоднородности [8–9].

### **Результаты исследований и их обсуждение**

Особенности геологического строения газоконденсатных залежей позволяют выявить, что воды исследуемого комплекса высоконапорные и у них повышенная водообильность. Апт-сеноманский водоносный комплекс наиболее полно изучен в интервале отложений сеноманского яруса. Невыдержанность опесчаненности глинистых пластов по толщине существенно характеризует гидродинамическую их взаимосвязь (табл. 1).

Таким образом, водоносные сеноманские коллекторы характеризуются высокими свойствами: по минерализации воды в пределах 16,0–19,0 г/л, по типу они хлоридно-натриевые. Для условий разработки Уренгойского месторождения они показаны секторами в области распределения факторов песчанистости и неоднородности (рис. 1).

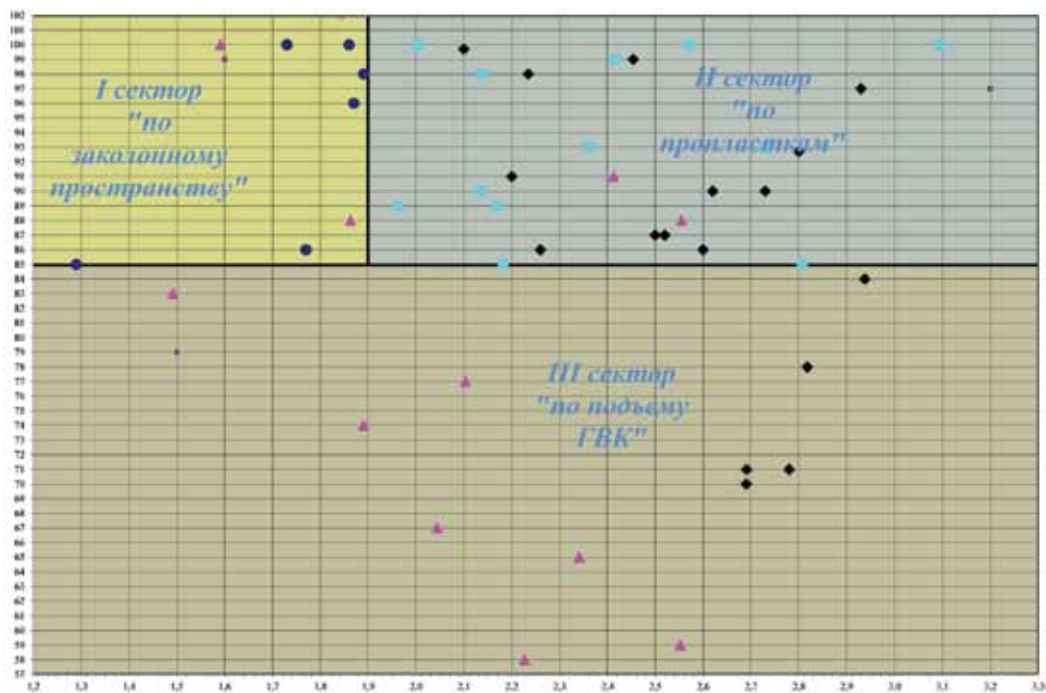
Для прогноза успешности водоизоляционных работ выполнена оценка факторов неоднородности по площади газовой залежи. В интервале перфорации определялась энтропия коллекторов по расчлененности. На основании результатов исследований выявлены причины обводнения скважин. Определялись условные границы секторов по химическому анализу отобранных проб из скважин, согласно геофизическим исследованиям за продвижением текущего положения газовой водяной контактной (ГВК) и результатам мероприятий по ограничению притоков воды (МОПВ). При этом каждый механизм обводнения требует соответствующих технологий устранения причин водопритока [8–10].

При поступлении воды в скважины преимущественно по проницаемым пропласткам и приток пластовой воды по заколонному пространству ликвидируется различными материалами. Как прави-

Таблица 1. ХАРАКТЕРИСТИКА ВОДОНОСНОГО КОМПЛЕКСА В ОБЪЕМЕ  
СЕНОМАНСКОГО ЯРУСА  
Table 1. Characteristics of the aquifer in the volume of the Cenomanian  
stage

| Параметры                                   | Единицы измерения | Среднее значение | Диапазон изменения   |                       |
|---------------------------------------------|-------------------|------------------|----------------------|-----------------------|
|                                             |                   |                  | минимальное значение | максимальное значение |
| Давление в залежи на дату проведения замера | МПа               | 12,2             | 12,1                 | 12,4                  |
| Коэффициент объемного расширения вод        | доли ед.          | 1,002            | 1,001                | 1,003                 |
| Вязкость воды                               | мПа·с             | 0,77             | 0,68                 | 0,78                  |
| Общая минерализация вод                     | г/дм³             | 18               | 14                   | 22                    |
| Плотность пластовых вод при 20 °С           | г/см³             | 1,012            | 1,009                | 1,015                 |

ло обводнение по заколонному пространству происходит из-за низкого качества цементного камня. Соответственно ликвидировать приток воды нужно закачкой водоизолирующих составов на цементной основе в место негерметичности. Приток же ликвидировать пластовой воды по проницаемым пропласткам рекомендуется пере-



- — скважины с успешным результатом МОПВ;
- ▲ — скважины с отрицательным результатом МОПВ;
- ◆ — обводнившиеся скважины до МОПВ;
- — скважины с притоком пластовой воды после МОПВ

**Рис. 1.**

**Распределение факторов песчанистости и неоднородности пласта, влияющих на успешность МОПВ на скважинах Уренгойской площади.**

Fig. 1. Distribution of factors of net-to-gross ratio and reservoir heterogeneity that affect the success of the WDM in the wells of the Urengoy area.

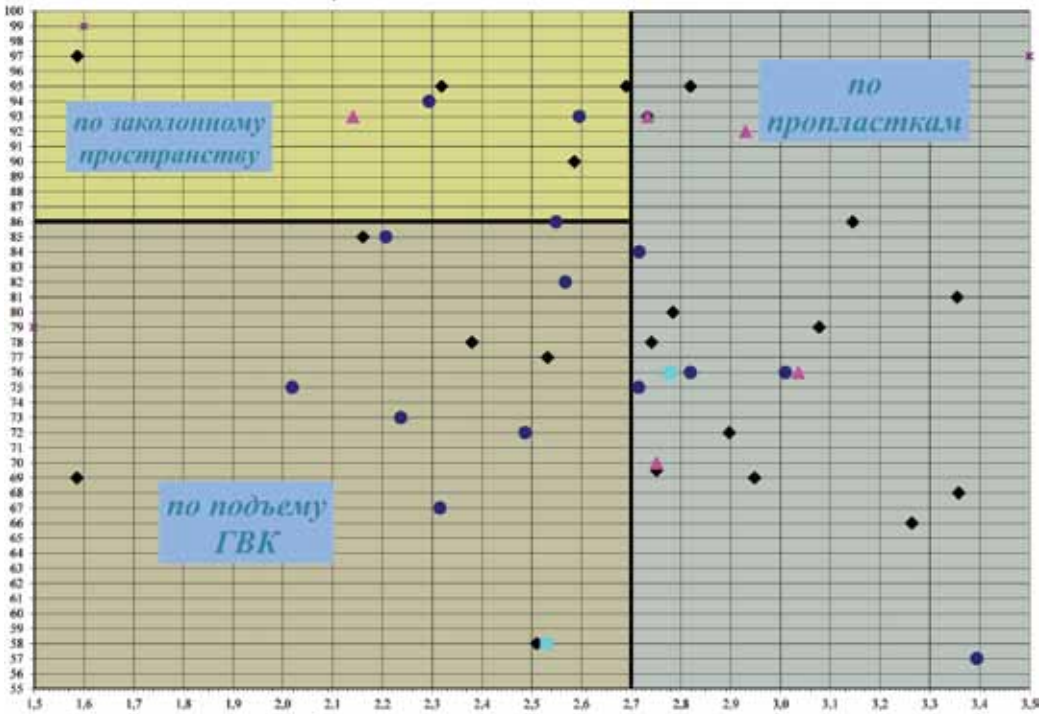
ходом на вышележащий продуктивный интервал. Выделяется четко выраженная граница, разделяющая скважины I и II секторов на «наличие и отсутствие пластовой водой». При наличии эффекта от закачки водоизолирующих составов эта граница не должна получиться, т.е. в секторе «по пропласткам» тоже должно быть такое чередование.

Прогнозировать ограничение водопритока в скважины рекомендуется после перехода на вышележащий горизонт. Высокая неоднородность продуктивного пласта провоцирует продвижение воды с уровня ГВК в сторону уменьшения неоднородности. После проведения МОПВ возросла их успешность при частичной изоляции работающего интервала. Результатом стала увеличенная продолжительность эффекта мероприятий и выросшая эффективность данных работ [11, 12].

Таким образом, на основании результатов анализа в III секторе «по подъему ГВК» во всех скважинах после МОПВ, как и предполагалось, получен отрицательный результат. Хотя в оставшихся двух секторах практически все скважины запущены в эксплуатацию. С учетом пониженных ФЕС в секторах I и II все скважины с отрицательным результатом в дальнейшем введены в работу после повторного освоения. Возможно, причина отрицательного МОПВ в этих секторах может быть технической.

Так, для эффективного планирования МОПВ статистическое прогнозирование для условий Уренгойской площади имеет большое значение и позволяет предполагать целесообразность мероприятий.

Аналогичные исследования успешности МОПВ, проведены на Ен-Яхинской площади. Они показали, что факторами запуска скважин в эксплуатацию являются пористость и эффективная толщина коллекторов в интервале пласта. Определенные граничные значения пористости и эффективной толщины пласта для запуска скважин Ен-Яхинской площади в эксплуатацию составляют 24% и 18 метров соответственно. Механизм обводнения скважин как и на Уренгойской площади зависит от песчанистости и литологической неоднородности коллекторов в интервале перфорации, с той разницей, что на Ен-Яхинской площади границы разделяющей скважины

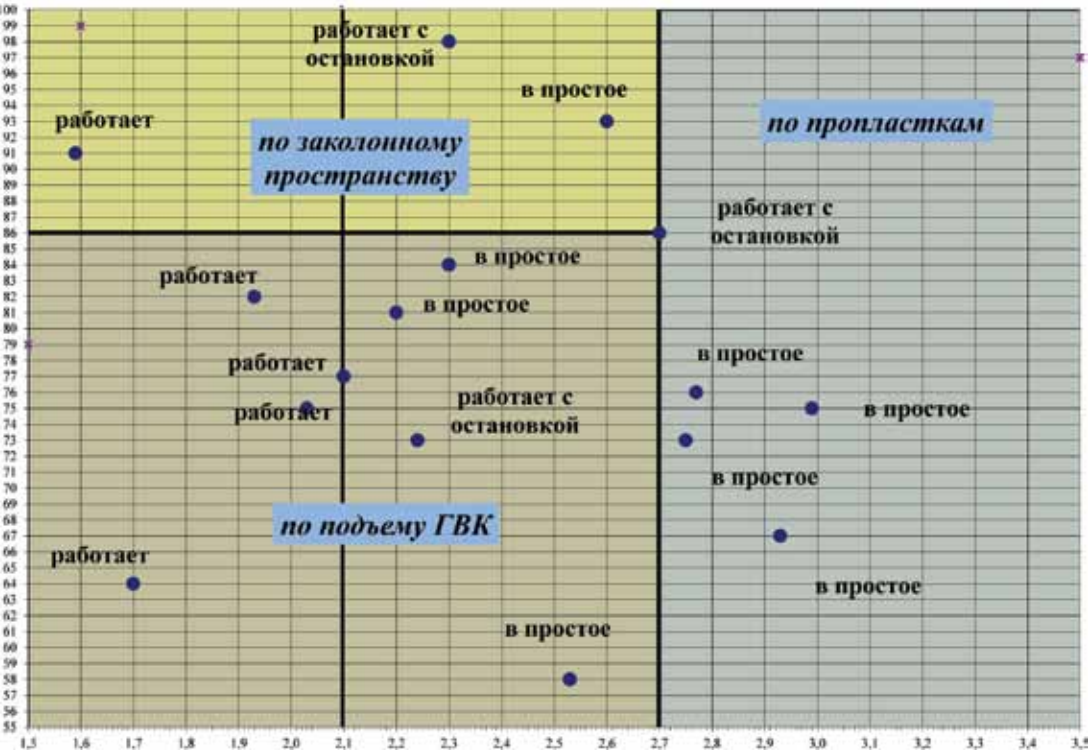


- — скважины с успешным результатом МОПВ;
- ▲ — скважины с отрицательным результатом МОПВ;
- ◆ — обводнившиеся скважины до МОПВ;
- — скважины с притоком пластовой воды после МОПВ

Рис. 2.

Распределение песчанистости и эффективной толщины коллекторов, влияющих на успешность МОПВ на скважинах Ен-Яхинской площади.

Fig. 2. Distribution of net-to-gross ratio and effective thickness of reservoirs that affect the success of the WDM in the wells of the Yen-Yakhinskaya area.



**Рис. 3.** Расположение скважин по причинам их обводнения после МОПВ.  
Fig. 3. Location of wells by reasons for their watering after WDM.

по воде нет. Некоторые скважины остановились, находясь в эксплуатации менее месяца. Этому способствовала дополнительная перфорация (рис. 2).

Для определения оптимального коэффициента неоднородности для условий разработки Ен-Яхинской площади проведена оценка продолжительности эффекта после МОПВ, без учета дополнительной перфорации. На рисунке 3 показано распределение скважин по причинам их обводнения, запущенных в работу после МОПВ.

В данных скважинах проведена изоляция части интервала пласта и посчитаны коэффициенты неоднородности и песчанистости коллекторов в оставшемся интервале без дополнительной перфорации. Как видно, скважины с коэффициентом неоднородности более 2,1 нит находятся в простаивающем фонде или находятся в эксплуатации с периодическими остановками.

Стоит отметить, что с целью прогноза более продолжительного межремонтного периода эксплуатации скважин на Ен-Яхинской площади после МОПВ необходимо учитывать геологический фактор при частичной изоляции выработанного продуктивного горизонта. Дополнительная перфорация нового интервала позволяет запустить скважины в эксплуатацию на время, которое необходимо продвижению пластовой воды с оставшихся не отсеченными обводненных пропластков [13, 14].

Дополнительно при прогнозе фактора успешности МОПВ выполнен анализ по направлениям: исследования меченой жидкостью (МЖ) в скважинах Уренгойского месторождения и необходимость применения ВИС на Ен-Яхинской площади. Исследования скважин (МЖ) проводились в комплексе с геофизическими методами (ГИС) в процессе МОПВ, после подъема подземного оборудования. Результат этих исследований заключался в определении водонасыщенных выработанных пропластков для их дальнейшей изоляции и запуска скважин в эксплуатацию. Тем не менее выявлено, что в некоторых скважинах водоприток ликвидировать не удалось. Исследования мечеными жидкостями показали, что успешность мероприятий достигается за счет частичной изоляции интервала вскрытия пласта [15–16].

Наличие пластовой воды в скважинах после МОПВ означает низкую эффективность исследований меченными жидкостями, которые определяют максимально выработанные пропластки, но не могут установить точно границу раздела между обводненными и газонасыщенными пропластками. Отсутствие пластовой воды в скважине № 15385, находящейся в секторе «по пропласткам», обусловлено наличием песчаной пробки, которая образовалась сразу после МОПВ и перекрыла обводненный интервал. Фактически данная скважина должна находиться в I секторе (по заколонному пространству) [17–20].

Песчаные пробки играют негативную роль в эксплуатации скважин на падающей стадии разработки месторождения, т. к. после их образования многие скважины работают без пластовой воды, независимо от геофизических исследований, которые показывают текущий уровень ГВК в продуктивном интервале. Это также подтверждается рядом скважин после размыва песчаной пробки (например, скважина № 11461 — после промывки пробки с помощью колтюбинговой установки появилась пластовая вода). Иногда данное явление проявляется после ошибочной глубины установки цементного моста. При этом корректируют конструкцию скважин для сдерживания напора обводнившихся пропластков. При высоко поднятых НКТ интервал их образования точно указывает на нужное место изоляции. Важно отметить, что в ряде скважин после освоения приток воды не ликвидирован по техническим причинам из-за негерметичности цементного моста: скважины № 15246, № 13236, № 12061 (установлен с помощью М-10, который размывается в обоих случаях и не зависит от состава). На основании выполненного анализа геологической службой УГПУ ООО «Газпром добыча Уренгой», если учесть большеобъемные закачки водоизолирующих составов (ВИС), выявлено, что в некоторых скважинах геологический фактор не выдержан и причиной успешности являются мероприятия по изоляции промытого интервала.

### Выводы

Прогнозирование обводнения скважин на данной стадии разработки газовых залежей месторождений Крайнего севера является актуальным, так как требует решения проблемы добычи природного газа с повышенным содержанием воды. На основе результатов анализа причин обводнения фонда скважин выявлено, что при выполнении МОПВ необходимо учитывать особенности геологического строения, расположения глинистых пропластков и проницаемость продуктивных горизонтов.

Таким образом, для скважин, имеющих достаточно мощные до 5,0 метров глинистые пропластки, нужно проводить МОПВ методом установки цементных мостов в зоне глинистых пропластков. Также рекомендуется проводить повторную перфорацию, затем выполнить закачку водоизоляционного состава с докреплением цементным составом.

Полученные результаты расширяют возможности достоверного прогнозирования эффективности МОПВ и тем самым ориентируют специалистов о сроках внедрения необходимых новых технологических решений в области разработки газовых и газоконденсатных залежей.

### Библиографический список

1. Ваганов Ю.В. Рекомендации по дополнению действующей структуры ремонтных работ // Бурение и нефть. 2021. № 12. С. 37–40.
2. Ваганов Е.В. Опыт проведения ВИР на скважинах, эксплуатирующих газоконденсатные залежи Берегового месторождения / Е.В. Ваганов, Е.Е. Левитина и др. // Наука. Инновации. Технологии. 2021. № 1. С. 27–38.
3. Ваганов Е.В., Сохошко С.К. Особенности проведения водоизоляционных работ на скважинах Берегового месторождения // Нефть и газ: опыт и инновации. 2021. Т. 5. № 2. С. 3–21.
4. Дерендяев Р.А., Дерендяев К.А. Оценка эффективности проведения водоизоляционных работ на Визейском объекте месторождения Пермского края // Master's Journal. 2019. № 2. С. 41–50.

5. Дерендяев Р.А., Пикулев А.С., Дерендяев К.А. Использование вероятностно-статистических методов для оценки эффективности применения технологий по ограничению водопритока // Нефтепромысловое дело. 2020. №5 (617). С. 48–53.
6. Дорфман М.Б., Харитонов М.М., Сентемов А.А. Прогнозирование эффективности проникновения водоизоляционных составов в неоднородном коллекторе на трехмерной модели пласта // Нефтепромысловое дело. 2021. №9 (633). С. 26–29.
7. Иванова М.С., Инякина Е.И. и др. Влияние горно-геологических условий на отработку запасов углеводородов // Горный журнал. 2019. №2. С. 10–12.
8. Кадыров Р.Р. Ремонтно-изоляционные работы в скважинах с использованием полимерных материалов. Казань, 2007. 424 с.
9. Колев Ж.М., Краснов И.И., Ваганов Е.В. Моделирование и обоснование ограничения водогазопритоков в скважины, эксплуатирующие нефтегазовые залежи // Нефть и газ: опыт и инновации. 2021. Т. 5. №1. С. 3–21.
10. Курочкин Б.М. Ремонтно-изоляционные работы в скважинах // Газовая промышленность. 2003. №12. С. 73–75.
11. Лапшин С.В. Новый тампонажный состав для технологии изоляционных работ в скважинах высокотемпературных пластов // Нефть. Газ. Новации. 2021. №11 (252). С. 45–47.
12. Леонтьев Д.С., Трифонов А.В. Технологии водоизоляционных работ в газодобывающих скважинах с применением колтюбинга // Научный журнал Российского газового общества. 2022. №2 (34). С. 40–46.
13. Краснов И.И., Ваганов Е.В. и др. Диагностика источников водопритока и перспективы технологий ограничения прорыва воды в скважины // Нефть и газ: опыт и инновации. 2019. №1. С. 20–34.
14. Леонтьев Д.С., Клещенко И.И. и др. Технология проведения водоизоляционных работ в газодобывающей скважине с применением колтюбинга // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2020. №6. С. 75–85.
15. Саранча А.В., Левитина Е.Е., Есиков С.Н. Применение различных технологий эксплуатации самопроизвольно останавливающихся газовых скважин на месторождениях Крайнего Севера // Наука. Инновации. Технологии. 2019. №3. С. 7–18.

16. Сингуров А.А., Нифантов В.И., Пищухин В.М., Гильфанова Е.В. Технологии и составы для водоизоляционных работ в газовых скважинах // Вести газовой науки. 2014. №4 (20). С. 75–80.
17. Силин М.А., Магадова Л.А., Заворотный В.Л. и др. Ремонтно-изоляционные работы в нефтяных и газовых скважинах с использованием установки гибкая труба (УГТ)-колтюбинг с применением безводного тампонажного раствора на углеводородной основе // Территория Нефтегаз. 2010. №2. С. 68–71.
18. Томская Л.А., Краснов И.И., Мараков Д.А. и др. Изоляционные технологии ограничения газопритоков в нефтяных скважинах месторождений Западной Сибири // Вестник Северо-Восточного федерального университета им. М.К. Аммосова. 2016. №3 (53). С. 50–60.
19. Vaganov E.V., Tomskaya V.F., Krasnov I.I., Alsheikhly M.J.Z. Experience in developing oil and gas deposits with horizontal wells located near the gas processing plant // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. Ser. «International Conference on Extraction, Transport, Storage and Processing of Hydrocarbons and Materials, ETSaP 2020». 2020. C 012035.
20. Gadjeiev D., Kochetkov I., Rustanov A. Mathematical Modeling of Gas and Water Cone Formation at an Oil Well // Advances in Intelligent Systems and Computing. 2020. Vol. 1116 AISC. P. 758–772.

### References

1. Vaganov Yu.V. Recommendations for supplementing the existing structure of repair work // Drilling and oil. 2021. No. 12. P. 37–40. (In Russ.).
2. Vaganov E.V., Levitina E.E. and others. Experience in carrying out testing at wells operating gas condensate deposits of the Beregovoye field // Science. Innovations. Technologies. 2021. No. 1. P. 27–38. (In Russ.).
3. Vaganov E.V., Sokhoshko S.K. Peculiarities of carrying out waterproofing works at the wells of the Beregovoy deposit // Oil and gas: experience and innovations. 2021. V. 5. No. 2. P. 3–21. (In Russ.).
4. Derendyaev R.A., Derendyaev K.A. Evaluation of the effectiveness of water-proofing works at the Viseysky object of the

- field in the Perm Territory // Master's Journal. 2019. No. 2. P. 41–50. (In Russ.).
5. Derendyaev R.A., Pikulev A.S., Derendyaev K.A. Using probabilistic-statistical methods to assess the effectiveness of applying technologies to limit water inflow // Oilfield business. 2020. No. 5 (617). P. 48–53. (In Russ.).
  6. Dorfman M.B., Kharitonov M.M., Sentemov A.A. Forecasting the efficiency of penetration of water-insulating compositions in a heterogeneous reservoir on a three-dimensional reservoir model // Oilfield business. 2021. No. 9 (633). P. 26–29. (In Russ.).
  7. Ivanova M.S., Inyakina E.I. and etc. Influence of mining and geological conditions on the development of hydrocarbon reserves // Mining magazine. 2019. No. 2. P. 10–12. (In Russ.).
  8. Kadyrov R.R. Repair and insulation works in wells using polymeric materials. Kazan, 2007. 424 p. (In Russ.).
  9. Kolev Zh.M., Krasnov I.I., Vaganov E.V. Modeling and justification for limiting water and gas inflows into wells operating oil and gas deposits // Oil and gas: experience and innovations. 2021. Vol. 5. No. 1. P. 3–21. (In Russ.).
  10. Kurochkin B.M. Repair and insulation works in wells // Gas industry. 2003. No. 12. P. 73–75. (In Russ.).
  11. Lapshin S.V. New grouting composition for the technology of isolation work in wells of high-temperature formations // Oil. Gas. Innovations. 2021. No. 11 (252). P. 45–47. (In Russ.).
  12. Leontiev D.S., Trifonov A.V. Technologies of waterproofing works in gas producing wells using coiled tubing // Scientific journal of the Russian Gas Society. 2022. No. 2 (34). P. 40–46. (In Russ.).
  13. Krasnov I.I., Vaganov E.V. and etc. Diagnostics of water inflow sources and prospects of technologies for limiting water breakthrough into wells // Oil and gas: experience and innovations. 2019. No. 1. P. 20–34. (In Russ.).
  14. Leontiev D.S., Kleshchenko I.I. and etc. Technology of waterproofing works in a gas producing well using coiled tubing // News of higher educational institutions. Oil and gas. 2020. No. 6. P. 75–85. (In Russ.).
  15. Sarancha A.V., Levitina E.E., Esikov S.N. Application of various technologies for the operation of spontaneously stopping gas wells in the fields of the Far North // Science. Innovations. Technologies. 2019. No. 3. P. 7–18. (In Russ.).

16. Singurov A.A., Nifantov V.I., Pishchukhin V.M., Gilfanova E.V. Technologies and compositions for waterproofing works in gas wells // Vesti gazovoy nauki. 2014. No. 4 (20). P. 75–80. (In Russ.).
17. Silin M.A., Magadova L.A., Zavorotny V.L. and etc. Repair and insulation work in oil and gas wells using a coiled tubing (UGT)-coiled tubing installation using an anhydrous oil-based cement slurry Silin // Territory Neftegaz. 2010. No. 2. P. 68–71. (In Russ.).
18. Tomskaya L.A., Krasnov I.I., Marakov D.A. and etc. Isolation technologies for limiting gas inflows in oil wells of Western Siberia fields // Bulletin of the North-Eastern Federal University. M.K. Ammosov. 2016. No. 3 (53). P. 50–60. (In Russ.).
19. Vaganov E.V., Tomskaya V.F., Krasnov I.I., Alsheikhly M.J.Z. Experience in developing oil and gas deposits with horizontal wells located near the gas processing plant // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. Ser. "International Conference on Extraction, Transport, Storage and Processing of Hydrocarbons and Materials, ETSaP 2020". 2020. From 012035.
20. Gadjeiev D., Kochetkov I., Rustanov A. Mathematical Modeling of Gas and Water Cone Formation at an Oil Well // Advances in Intelligent Systems and Computing. 2020. Vol. 1116 AISC. P. 758–772.

**Поступило в редакцию 01.12.2022,  
принята к публикации 01.03.2023.**

### **Об авторах**

**Ваганов** Евгений Викторович, заместитель начальника управления, Газпром недра. E-mail: e.v.vaganov@icloud.com.

**Сохошко** Сергей Константинович, доктор технических наук профессор кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» Тюменского индустриального университета. E-mail: sohoshtkosk@tyuiu.ru.

**Краснов** Иван Игнатьевич, кандидат технических наук, доцент базовой кафедры «Нефтегазовое дело», Политехнический институт Северо-Восточного федерального университета им. М.К. Аммосова (филиал в г. Мирный).  
E-mail: iikrasnov17@gmail.com.

**About the authors**

**Vaganov** Evgeniy Viktorovich, Deputy Head of Department, Gazprom Nedra LLC. E-mail: e.v.vaganov@icloud.com.

**Sokhoshko** Sergey Konstantinovich, Doctor of Technical Sciences, Professor of the Department "Development and Operation of Oil and Gas Fields" of Tyumen Industrial University.  
E-mail: sohoshkosk@tyuiu.ru.

**Krasnov** Ivan Ignatievich, PhD., Associate Professor of the Base Department of Oil and Gas, Mirny Polytechnic Institute (branch) of North-Eastern Federal University.  
E-mail: iikrasnov17@gmail.com.