DOI: https://doi.org/10.25689/NP.2022.4.65-78 EDN WGVCTU УДК 470.13

## Изучение гидродинамических связей силурийских залежей Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции методом

## трассерных исследований

Распопов А.В., Прокушева С.А.

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть», Пермь, Россия

# Tracer analysis of hydrodynamic connections in the silurian deposits of the Timan-Pechora oil and gas province

A.V. Raspopov, S.A. Prokusheva Branch of LUKOIL-Engineering LLC "PermNIPIneft", Perm, Russia

## E-mail: Svetlana.Prokusheva@pnn.lukoil.com

Аннотация. Цель статьи заключается в рассмотрении особенностей геологического строения тектонически раздробленной залежи и влияние его на разработку. При анализе блокового строения месторождения использовались результаты трассерных исследований за период 2003-2019 гг. В ходе анализа выявлена гидродинамическая связанность блоков IA, IB, IC, II за счет «оперяющих» трещин вблизи тектонических нарушений. Полученные данные трассерных исследований указывают на необходимость формирования единой системы ППД.

Ключевые слова: тектонические нарушения, блоки, разломы, трассерные исследования, гидродинамическая связанность

Для цитирования: Распопов А.В, Прокушева С.А. Изучение гидродинамических связей силурийских залежей Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции методом трассерных исследований//Нефтяная провинция.-2022.-№4(32).-С.65-78. - DOI https://doi.org/10.25689/NP.2022.4.65-78. – EDN WGVCTU

**Abstract**. The purpose of the article is to consider the features of the geological structure of a tectonically fragmented deposit and its influence on the development. In the process of studying the block structure of the field, the results of tracer analysis for the period 2003-2019 were used. During the analysis, the hydrodynamic connectivity of blocks IA,

<sup>©</sup> Распопов А.В, Прокушева С.А., 2022

Сетевое научное издание «Нефтяная провинция». http://www.vkro-raen.com

IB, IC, II was revealed due to "feathering" fractures near tectonic faults. The results obtained from tracer analysis indicate the need for the formation of unified RPM system.

Key words: tectonic faults, blocks, faults, tracer analysis, hydrodynamic connectivity

**For citation:** A.V. Raspopov, S.A. Prokusheva Izuchenie gidrodinamicheskih svjazej silurijskih zalezhej Timano-Pechorskoj neftegazonosnoj provincii metodom trassernyh issledovanij [Tracer analysis of hydrodynamic connections in the silurian deposits of the Timan-Pechora oil and gas province]. Neftyanaya Provintsiya, No. 4(32), 2022. pp. 65-78. DOI https://doi.org/10.25689/NP.2022.4.65-78. EDN WGVCTU (in Russian)

Наличие тектонических нарушений, трещиноватости, высокой геологической неоднородности карбонатных отложений месторождений Тимано-Печорской нефтеносной провинции обуславливают высокую степень неопределенности при обосновании проектных решений, одним из является конфигурация системы поддержания пластового которых давления, включающая размещение нагнетательных скважин, схемы вскрытия продуктивных пластов, режимов их работы. Применение современных методов изучения, в том числе трассерных исследований, мониторинга разработки позволяют на этапе оценить влияние геологических особенностей и учесть их при регулировании системы разработки.

В данной статье рассмотрен вопрос влияния тектонических разломов на фильтрационные потоки. Ответ на вопрос являются ли они высокопроводящими каналами или препятствуют влиянию нагнетательных скважин позволяет понять источник обводнения добывающих скважин и влияние разломов на эффективность поддержания пластового давления в залежи.

Исследование влияния тектонических нарушений на фильтрационные потоки проводилось на разных месторождениях. Для месторождения Монги (о. Сахалин) выявлено, что разломы "формируют характер вертикальных и латеральных перетоков флюидов и энергетическое состояние всех его залежей... как в миграции и аккумуляции флюидов, так и в ремиграции в процессе разработки залежей" [2, 3]. Данные по строению Верхнечонского НГК месторождения (уровень ВНК и ГНК в блоках отличается на 30-50 м) подтверждают обоснованность его разделения тектоническими нарушениями на блоки с разными глубинами газонефтяного и водонефтяного контактов [4].

Так, результаты, полученные при проведении исследований строения карбонатных коллекторов залежей нефти № 301, 302 и 303 Ромашкинского месторождения НГДУ "Лениногорскнефть" показывают, что "между башкирским и ниже залегающим серпуховским отложениями даже при наличии перемычки толщиной 4-6 м существует гидродинамическая связь по системе вертикальных трещин" [5].

Изучаемое месторождение является крупным по размеру и величине запасов, очень сложным по геологическому строению, что связано с высокой литолого-петрографической неоднородностью коллекторов и развитием дизьюнктивной тектоники. Залежи нефти выявлены в карбонатных отложениях силура. Свиты залежи по литологическим признакам расчленяются на пачки представленные переслаиванием вторичных доломитов, участками сильно трещиноватых, и тонкослоистого аргиллита. Горизонтальная проницаемость, по данным керна, в два раза превосходит вертекальную, что предлагается к преимущественному движению жидкости вдоль пластов. Проницаемые пропластки не имеют закономерного распределения по разрезу даже в пределах одной свиты, вследствии прерывистого и линзовидного строения коллектора.

По данным тестов пластоиспытателя практически по всем скважинам наряду с гидростатическим распределением (линейным увеличением давления с глубиной), присутствуют интервалы с заметно как меньшим, так и большим давлением. Это может служить свидетельством гидродинамической изолированности ряда пачек (а также прослоев внутри пачек) на некоторых участках залежи. Данное явление носит случайный характер и является следствием геологической неоднородности объекта.

Разработка месторождения осложнена блоковым строением, границами блоков служат разрывные нарушения субмеридианальной ориентировки сбросового типа, амплитуда которых затухает по их простиранию. Месторождение разделено по наиболее амплитудным разломам (от 40 до 200 метров) на семь блоков: I (IA, IB, IC), II, III, IV, V. Блок I является основным по геологическим запасам (52%), при том что по площади занимает всего 28% от месторождения.

Система ППД организованна в блоках I с соотношением добывающих и нагнетательных скважин две к одной, в блоках II, III, IV и V нагнетание осуществляется в единичных скважинах и фактически находится в стадии формирования (соотношение шесть к одному).

В начальный период организации системы ППД отмечался прорывной характер обводнения. К 2000 году, в целом по месторождению, при соотношении скважин пять к одному, обводненность достигла 48% при выработке 23%, при этом до 1996 года обводненность составляла менее 5% при выработке 11%. До 2011 года происходил дальнейший постепенный рост обводненности до 70%. В период 2012-2016 гг обводненность удалось стабилизировать за счет проведения ГТМ на уровне 63%. Затем обводненность снова увеличилась до 71% в 2018 году. С 2020 года за счет вовлечения новых площадей в разработку обводненность на месторождении удалось снизить до 48% в 2021 году, при выработке 44% (Рис. 1). По блокам характеристики вытеснения существенно отличаются.

В целом, за счет организованной системы ППД по блоку I дебит жидкости по скважинам стабилен, отсутствуют скважины с периодическим режимом эксплуатации. По скважинам вблизи тектонических разломов отмечен прорывной характер обводнения, вероятно за счет оперяющих трещин. По остальным блокам (II, III, IV, V) средний дебит на скважину с начала эксплуатции снижен в 10-30 раз, при этом обводненность по ряду скважин вблизи разрывных нарушений разделяющих блоки превышает 50%. В связи с необходимостью уточнения источника поступления воды к скважинам удаленным от нагнетательных, в том числе в блоках без организованной системы ППД, потребовалось проведение специальных иссле-



дований на месторождении.

Рис. 1. График разработки месторождения в целом (a) и характеристика вытеснения по блокам и по месторождению (б)

Для оценки влияния нагнетательных скважин на добычу на месторождении в период 2003-2005 годов проведен основной объем трассерных исследований, в последующий период разработки (2006; 2011-2016 гг) проводились уже единичные исследования. За весь период закачка трассеров произведена в 17 нагнетательных скважинах, реакция отслеживалась в 37 добывающих скважинах.

При исследованиях 2003 года из 23 добывающих скважин в 16 (70%) обнаружены поступления трассера в течение 0,5 часа до 318,5 часа. Скорость прохождения индикатора колеблется от 2800 м/час до 5 м/час. В 2005 году исследованиями охвачено 13 добывающих скважин, в 11 (85%) обнаружены поступления трассера со скоростью от 2698 м/час 4 м/час. В последующие периоды исследованиями ДО охвачено 25 добывающих скважин, в 19 (76%) обнаружены поступления трассера со скоростью от 525 до 9 м/час.

Основной объем исследований проведен в блоках IA, IB и IC. В шести нагнетательных скважинах закачка трассеров производилась 2-4 раза, что позволяет проследить динамику изменения скоростей фильтрационных потоков (Табл. 1).

## Таблица 1

№	Год начала закачки	БЛОК	№ доб. скв.	Рас- стоя- ние, м	Бли- зость к разлому	БЛОК	Скорости прихода индикатора, м/сут						
нагн. скв.							2003	2005	2006	2011	2012	2014	2016
3409	2000	IB	211	1262	+	Π	70	222					
			225	1384		IB	164	395					
			3456	1582	+	Π	260	314					
			3459	838		IB	72	243				116	
			3463A	1700	+	IB	безводная	445					
3461	1994	IB	225	786		IB	220	1182					
			3413	993		IB						18	
			3459	1175		IB	340	1803				122	
			3463A	846	+	IB	168	1310					
3506	1993	IB	202	921	+	IA	122						
			225	1374		IB	380						
			3507	511		IB	80		195	111	263		
			3517	582	+	IB	55		181	257			
			3538	1580	+	IA			525				
3542	1994	IC	3507	1728		IB	560						
			3517	1544		IB	608						
			3541	673	+	IC		437				73	
			3543	878		IC		нет				42	
			3565	1010	+	IC	387						
			3576	1734	+	IC	600	1350					
3574	1994	IC	97	1 632		IC	240	1098					
			3538	1 625	+	IA	530	2102					
			3541	1 566		IC	183	611					
			3551	945	+	IA	240	300					
			3565	1 718	+	IC	210						
			3576	985	+	IC	80	2077					
			3590	818		IC		нет				45	
			3592A	1538	+	IC	безводная					70	
3623	1994	IA	97	1110		IC	1760	772					132
			206	2161	+	IA							204
			3537	2428	+	IA	840						
			3538	2762	+	IA	2040	2698					
			3551	1905	+	IA	1840	1273					
			3588	994	+	IA							255

## Данные по повторным трассерным исследованиям

В качестве примера рассмотрим район скважин 3409 и 3574. Часть реагирующих скважин в районе исследования 3409 расположены в блоке II.

На рис. 2 представлена выкопировка структурной карты верхней свиты с результатами трассерных исследований по району скважины 3409.





На рис. 3 представлена динамика обводнения по реагирующим скважинам по результатм трассерных исследований, перфорация в скважинах выполнена в пачках верхней и средней свиты.

Скважина 3409 переведена в ППД 07.2000 г, закачка производится в S1vk. На начало 2000 года скважины блока II (211 и 3456) обводнены нагнетательной скважины 3340 (блок II). Скважина 225 обводнена от нагнетательной скважины 203 (обе скважины вскрывают залежь средней свиты). В скважине 3459 (верхней свиты) через 1,5 года от ввода в ППД скважины 3409 отмечен прорывной характер обводнения. В скважине 3463 обводнение наименее интенсивное.



Рис. 3. График динамики обводнения окружающих реагирующих скважин районе скважины 3409.

По данным трассерных исследований 2005 года объем каналов с низким фильтрационным сопротивлением в районе скважины 3409 составляет 438 м<sup>3</sup>, максимальное значение объемов каналов фильтрации отмечено в направлении скважин 3459 и 211. Скважина 3459 ближайшая к очагу нагнетания, в связи с чем объем каналов фильтрации составляет 196 м<sup>3</sup> за счет лучшей связанности коллекторов. В скважине 211 объем каналов фильтрации составляет 163 м<sup>3</sup>. Между скважинами 3409 и 211 выделено 3 разлома амплитудой от 10 до 140 м, с разницей в глубинах кровли верхней свиты - 100 м, вероятно в данном районе за счет «оперяющих» разлом трещин высокая связанность коллекторов.

В районе скважины 3409 скорость продвижения индикатора к добывающим скважинам 445-222 м/сут. Минимальная скорость движения индикатора отмечена к скважине 211 (222 м/сут) в которой по данным исследования открытого ствола пористость составляет 8,3%, при значениях пористости других реагирующих скважинах 9,1-10,8%.

На рис. 4 представлен разрез куба нефтенасыщенности из ГДМ вдоль линии скважин 211-3463 для визуального представления смещения коллекторов. За счет различной глубины залегания коллекторов пачек С и В в районе разлома связь между скважинами невозможна, однако факт получения трассера указывает на наличие гидродинамической связи, наиболее вероятно по разлому или "оперяющим" разлом трещинам.





Так же необходимо обратить внимание на получение индикатора в скважине 225 вскрывающую залежь средней свиты (кровля вскрыта на отметке -3291,9 м). Между скважинами 225 и 3409 выделен один малоамплитудный разлом (в 10 м), что учитывая незначительную разницу залегания кровли коллекторов в скважинах может указывать на объединение коллекторов залежей средней и верхней свиты в этом районе.

На рис. 5 представлены исследования по району нагнетательной скважины 3574, перфорация в скважинах выполнена в пачках нижней свиты.

В районе скважины 3574 отмечено максимальное увеличение скорости прихода индикатора в добывающей скважине 3576.

Скважина 3574 переведена в ППД 05.1994 г, закачка производится в пачки L, M, N (нижняя свита). Первая реакция от нагнетания отмечена в скважинах расположенных ниже по структуре 3565 (а.о. -3355 м), 3576 (а.о. -3333 м), 3541 (а.о. -3295 м), динамика после начала обводнения составила ~1,7% в месяц. В скважинах 97 и 3538 расположенных выше по



структуре, скорость обводнения ~1,1% в месяц после начала обводнения.

Рис. 5. Структурная карта нижней свиты в районе скважины 3574, с



трассерными исследованиями 2003 года

Рис. 6. График динамики обводнения окружающих реагирующих скважин в районе скважины 3574

По данным трассерных исследований 2003 года объем каналов с низким фильтрационным сопротивлением в районе скважины 3574 составляет 239 м<sup>3</sup>, максимальное значение объемов каналов фильтрации отмечено в направлении скважины 3576. Скважина 3576 ближайшая к очагу нагнетания, в связи с чем объем каналов фильтрации составляет 116,2 м<sup>3</sup> за счет связанности коллекторов. В скважинах 3541 и 3551 объем каналов фильтрации составляет 43 и 35 м<sup>3</sup> соответственно. Между скважинами 3574 и 3551 незначительное расстояние при этом выделено 2 разлома амплитудой от 10 до 60 м, вероятно в данном районе за счет «оперяющих» разлом трещин высокая связанность коллекторов. Между скважинами 3574 и 3541 разломов не отмечено, однако вблизи скважин отмечен разлом амплитудой от 10 до 60 м, что так же может сказываться на повышенной связанности коллекторов.

Максимальная скорость продвижения индикатора отмечена к скважине 3538 (530 м/сут), расположенной на расстоянии 1625 м. По данным исследования открытого ствола в скважине 3538 пористость составляет 9,8%, при значениях пористости в других реагирующих скважинах от 7,0 до 8,2%. Между скважинами 3574 и 3538 выделено 4 разлома амплитудой от 10 до 70 м, что вероятно повлияло на наличие проницаемости в районе скважины (за счет «оперяющих» трещин вблизи тектонических нарушений). В скважине 3576, по данным исследований 2003 года, скорость движения индикатора 80 м/сут (минимальная по данным исследований), что вероятно связано с низкой пористостью – 7%, при этом объем каналов фильтрации составил 116 м<sup>3</sup>, что вероятно указывает на высокую связанность коллекторов в нагнетательной и добывающей скважине.

При повторных исследованиях в 2006 году в скважине 3574 максимальные скорости прихода индикатора, более 2000 м/сут, отмечены в скважинах 3538 и 3576, в которых в период 2003-2006 проведены реперфорация и ОПЗ.

75

На рис. 7 представлен разрез куба нефтенасыщенности из ГДМ вдоль линии скважин 3538-3551-3574-3576-3565. За счет сокращения объема коллектора между скважинами 3551-3574, вследствие разломов, связанность коллекторов низкая (объем трубок тока в скважине 3551 – 35 м<sup>3</sup>, в скважине 3538 – 16 м<sup>3</sup>).



Рис. 7. Разрез куба нефтенасыщенности в районе скважины 3574

На основании проведенного анализа можно сделать вывод, что тектонические нарушения не только не экранируют смежные блоки IA, IB, IC, II, а наоборот являются каналами вертикальной миграции жидкости. Полученные данные трассерных исследований указывают на необходимость формирования единой системы ППД для блоков I, II.

#### Список литературы

- 1. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов. М: НИЦ «Регулярная и хаотичная динамика»; Институт компьютерных исследований, 2005. 780 с.
- 2. Халиулин Р.Р., Закиров С.Н., Сун Гу Сик, Еникеев Ю.Л., Зеленин П.В. Геологические особенности нефтегазоконденсатного месторождения Монги (о. Сахалин). Нефтяное хозяйство, 2020. - № 8. - С.30-33.
- 3. Халиулин Р.Р., Закиров С.Н., Ха Х., Ведерников Н.Е., Мальцев В.Ю. Особенности разработки нефтегазоконденсатного месторождения Монги (о. Сахалин). Нефтяное хозяйство, 2020. - № 9. - С.104-108.

- 4. Рапацкая Л.А. Влияние особенностей геологического строения Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения на систему его разработки и эксплуатации. Наука о Земле и недропользовании. 2020.
- 5. Нурмухаметов Р.С. Исследование и разработка технологии повышения эффективности нефтеизвлечения из трещинно-поровых коллекторов. Автореферат диссертации на соискание уч. степени канд. технич. наук. – Бугульма, 2001. – с.22

#### References

- Ipatov A.I., Kremenetsky M.I. *Geofizicheskij i gidrodinamicheskij kontrol razrabotki mestorozhdenij uglevodorodov* [Geophysical and hydrodynamic reservoir management]. M.: R&D Center "Regular and chaotic dynamics". Institute of computer-aided research, 2005. 780 p. (in Russian)
- Khaliulin R.R., Zakirov S.N., Sun Gu Sik, Enikeev U.L., Zelenin P.V. Features of the Mongi oil-gas-condensate field development. Neftyanoye Khozyaistvo [Oil Industry]. 2020, No.8, pp. 30-33 (in Russian)
- 3. Khaliulin R.R., Zakirov S.N., Kha A. Kh., Vedernikov N.E., Maltsev V.U. Features of the Mongi oil-gas-condensate field development (Sakhalin island). Neftyanoye Khozyaistvo [Oil Industry]. 2020, No. 9, pp. 104-108 (in Russian)
- 4. Rapatskaya L.A. Vliyanie osobennostej geologicheskogo stroeniya Verhnechonskogo neftegazokon-densatnogo mestorozhdeniya na sistemu ego razrabotki i ekspluatacii. Nauka o Zemle i nedropol'zovanii. [Effect of Verkhnechonskoye field geologic aspects on its development strategy. Geoscience and subsurface management]. 2020 (in Russian)
- 5. Nurmukhametov R.S. *Issledovanie i razrabotka tekhnologii povysheniya effektivnosti nefteizvlecheniya iz treshchinno-porovyh kollektorov*. [Research and development of improved oil recovery techniques for porous-fractured reservoirs]. Extended abstract of PhD thesis. Bugulma, 2001, p.22. (in Russian)

### Сведения об авторах

Распопов Алексей Владимирович, кандидат технических наук, менеджер проекта, Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» Россия, 614015, Пермь, ул. Пермская, За E-mail: Aleksej.Raspopov@pnn.lukoil.com

Прокушева Светлана Александровна, начальник отдела проектирования и мониторинга разработки, Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» Россия, 614015, Пермь, ул. Пермская, За E-mail: Svetlana.Prokusheva@pnn.lukoil.com

#### Authors

*A.V. Raspopov,* PhD, Project Manager, Branch of LUKOIL-Engineering LLC "PermNI-PIneft" 3a, Permskaya st., Perm, 614015, Russian Federation

E-mail: Aleksej.Raspopov@pnn.lukoil.com

S.A. Prokusheva, Head of Design and Development Monitoring Department, Branch of LU-KOIL-Engineering LLC "PermNIPIneft"
3a, Permskaya st., Perm, 614015, Russian Federation
E-mail: Svetlana.Prokusheva@pnn.lukoil.com

Статья поступила в редакцию 23.11.2022 Принята к публикации 19.12.2022 Опубликована 30.12.2022