

Диагностика газодинамической связи газовых шапок и их влияние на состав продукции эксплуатационных скважин на месторождениях Северного Каспия по данным трассерных исследований

М.Ю. Поликарпов^{1*}, К.Г. Каган¹, В.С. Левченко, И.В. Воронцова²

1 – Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми, г. Волгоград, Россия

2 – ООО «РуНедра», г. Волгоград, Россия

E-mail: *Mikhail.Polikarpov@lukoil.com

Аннотация. В условиях интенсивного отбора флюида из залежи возникает потребность эффективного поддержания пластового давления. Зачастую на месторождениях нашей страны применяют водонапорный режим поддержания пластового давления. В данной работе рассматривается пример смешивания газонапорного и водонапорного режимов разработки залежи, когда возникает необходимость идентификации распределения всех потоков закачиваемых агентов. Решить данную проблему позволяют трассерные исследования с применением меченого вещества. На месторождениях в акватории Каспийского моря впервые был успешно опробован метод трассирования фильтрационных потоков закачиваемого газа индикатором газообразного состояния. Используемый метод позволил, по аналогии с применением классическими водорастворимыми индикаторами, выявить приоритетные направления закачиваемого агента-газа, определить интенсивность распространения фильтрационных потоков, рассчитать фильтрационно-емкостные параметры и выявить газодинамическую связь газовых шапок в пределах залежи. Данный метод позволил получить информацию о степени латеральной и вертикальной газодинамической связи между газонагнетательными и эксплуатационными скважинами, и, в комплексе со смежными дисциплинами, уточнить геологическое строение залежи.

Ключевые слова: трассер, индикатор, пласт, скважина, флюид, проницаемость, фильтрация, газодинамическая связь, закачка газа.

Для цитирования: Поликарпов М.Ю., Каган К.Г., Левченко В.С., Воронцова И.В. Диагностика газодинамической связи газовых шапок и их влияние на состав продукции эксплуатационных скважин на месторождениях Северного Каспия по данным трассерных исследований // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 2(41). С. 246–258. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-41.art17>

Разрабатываемые нефтегазоконденсатные месторождения № 1 и № 2 в акватории Российского сектора Каспийского моря представляют собой сводово-пластовые залежи с газовыми шапками и нефтяной оторочкой, подстилающей пластовой водой, в значительной степени осложненные разрывными нарушениями, связанными с глубинной тектоникой. Эксплуатационный фонд составляют наклонно-направленные скважины

с горизонтальным окончанием. Система поддержания пластового давления (ППД) осуществляется обратной закачкой воды и газа. Применение системы ППД с обратной закачкой пластовых вод и газа при разработке месторождений приводит к значительному перераспределению пластовых давлений в продуктивных пластах, изменению направленности и скоростей движения пластовых флюидов.

При этом наблюдается рост как горизонтальных, так и вертикальных градиентов напора, вызывающих миграцию флюидов между водо-нефтегазоносными комплексами через гидрогеологические каналы литолого-фациального, тектонического и техногенного происхождения. Это, в конечном итоге, может привести к преждевременному прорыву закачиваемой воды или газа к добывающим скважинам, росту обводненности и газового фактора добываемой продукции.

В качестве прямого и наиболее доступного метода изучения фильтрационной неоднородности межскважинного пространства использовался индикаторный (трассерный) метод – метод изучения фильтрационных потоков с помощью меченых веществ. Применение данного метода дает возможность получения информации о строении целевого пласта и его фильтрационных характеристиках, что позволяет контролировать процесс вытеснения нефти нагнетаемым агентом, оценивать эффективность различных геолого-технологических мероприятий, направленных на интенсификацию добычи нефти и повышение нефтеотдачи пластов, определять истинную скорость и направление движения закачиваемого агента, распределение потоков по пластам, между отдельными скважинами, выявлять «промытые» и не затронутые заводнением участки залежей, исследовать анизотропию коллекторов и т. д. [1].

Индикаторный (трассерный) метод основан на инъекции в нагнетательную скважину заданного объема меченой жидкости/газа. После инъекции из устья добывающих скважин начинают производить отбор проб флюида. Отобранные пробы

анализируются в лабораторных условиях для определения наличия индикатора и его количественной оценки. По результатам анализа строятся кривые зависимости изменения концентрации индикатора в пробах от времени, прошедшего с начала закачки меченой жидкости/газа, для каждой контрольной добывающей скважины. Вид этих кривых характеризует фильтрационную неоднородность исследуемого участка пласта. Интерпретируя полученные результаты индикаторных исследований, можно качественно и количественно оценивать распределение, характер и поведение реальных фильтрационных потоков в естественных условиях залегания объекта разработки и определить характер продвижения закачиваемого индикатора в межскважинном пространстве, составить представление о фильтрационной неоднородности исследуемого объекта [2].

В 2021–2022 гг. в рамках проведения опытно-промышленных работ на морских месторождениях ПАО «ЛУКОЙЛ» была реализована технология по трассированию фильтрационных потоков от газонагнетательных скважин с использованием газообразных индикаторов силами авторов, недропользователя и сервисной организации ООО «Планима трассерс» (г. Самара).

Методика выполнения работ аналогична закачке трассеров в водонагнетательные скважины [3]. Меченый газ подавался в трубное пространство остановленной газонагнетательной скважины и продавливался в пласт путем запуска скважины в работу и закачкой компрессорного газа.

На устье добывающих скважин по графику проводился отбор газожидкостной смеси (ГЖС) в герметичные пробоотборные контейнеры. В промышленной лаборатории ГЖС подвергалась сепарации и выделившийся газ анализировался на портативном хроматографе «ПИА» с целью определения содержания трассера. В качестве трассера использовался газовый индикатор PNM-IWG-1, созданный в ООО «Планима трассерс».

На морском месторождении № 1 были осуществлены промышленные эксперименты по одновременной закачке индикатора в каждую из трех газонагнетательных

скважин, вскрывающих газовую шапку центрального купола залежи неокомского надъяруса наклонно-направленными (скважины Н1, Н2) и горизонтальным (скважина Н3) стволами. Количество реагирующих (эксплуатационных) скважин изменялось по экспериментам от 6 до 11. В число скважин окружения, по которым отбирались и анализировались пробы ГЖС, вошли все краевые скважины залежи, включая расположенные на восточном куполе (рис. 1), а также скважины, дренирующие нижезалегающие отложения волжского регионаруса.

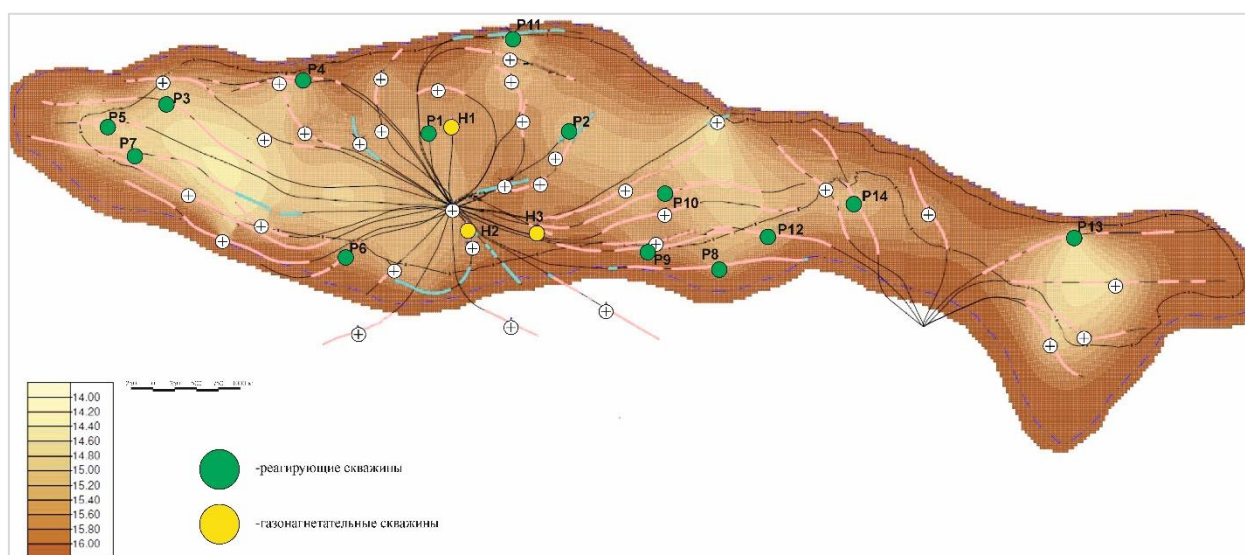


Рис. 1. Схема расположения возмущающих и реагирующих скважин на месторождении № 1 (картографическая основа – карта изобар)

Выход индикатора регистрировался во всех участвующих в исследованиях скважинах, соответствующих парам скважин «газонагнетательная-добывающая». Данный факт позволил установить газодинамическую связь между газовыми шапками центрального и восточного куполов залежи неокомского надъяруса и отложениями

нижезалегающего волжского регионаруса месторождения № 1 (рис. 2).

Характер выноса индикатора различается по зонам расположения скважин и условиям проводки горизонтальных участков стволов, что подтверждает неоднородность межскважинного пространства резервуара (рис. 3–5).

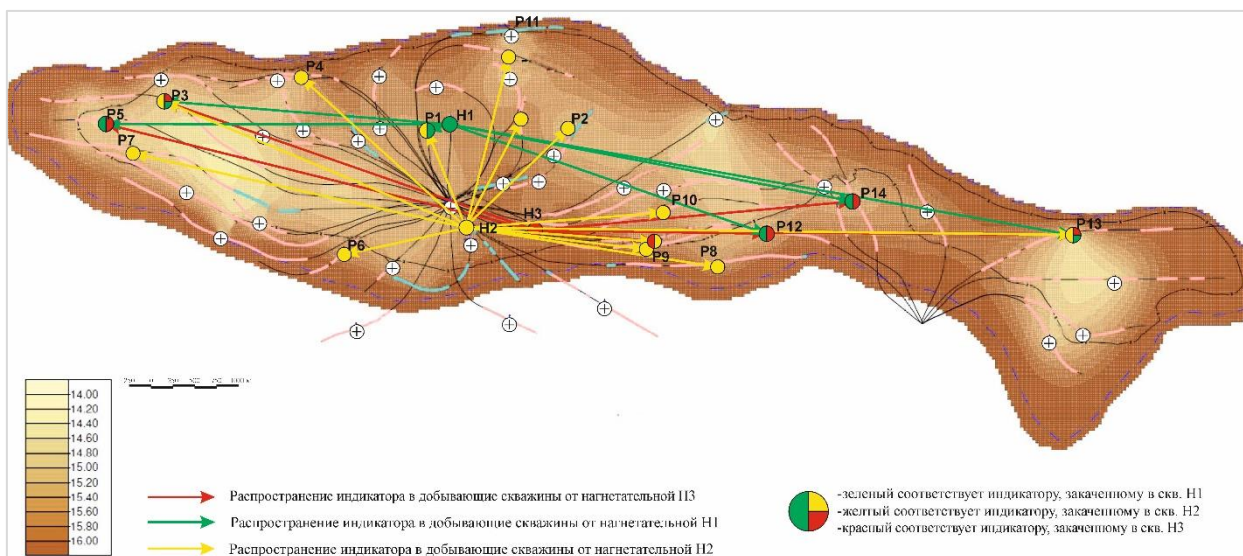


Рис. 2. Схема распространения фильтрационных потоков от газонагнетательных скважин к добывающим скважинам на месторождении № 1 (картографическая основа – карта изобар)

Движение трассера в межскважинном пространстве и выход его к добывающим скважинам осуществлялся как единичными сигналами по трещиноватым каналам, приуроченным к зонам разуплотнения с низким фильтрационным сопротивлением, так и порционно (в течение

нескольких суток) по каналам с более высокими емкостными свойствами. Разница максимальной и средневзвешенной скоростей движения меченого газа (см. рис. 3–5) иллюстрирует неоднородность и разнообразие каналов фильтрации [4].

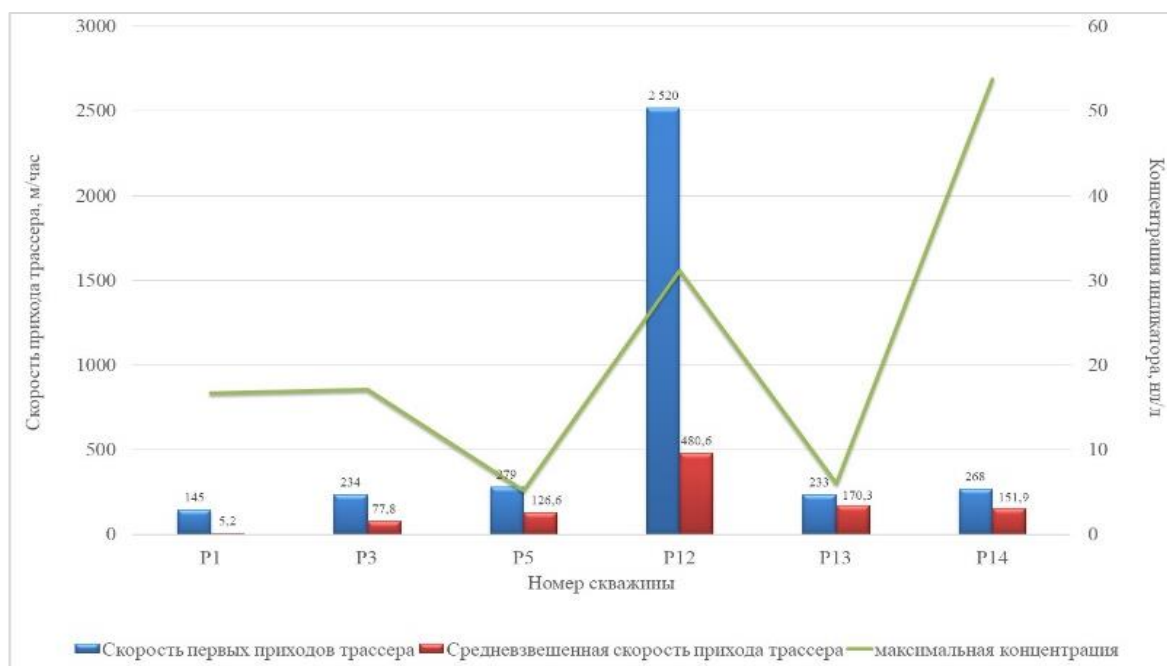


Рис. 3. Скорости продвижения индикатора к добывающим скважинам месторождения № 1 от газонагнетательной скважины Н1

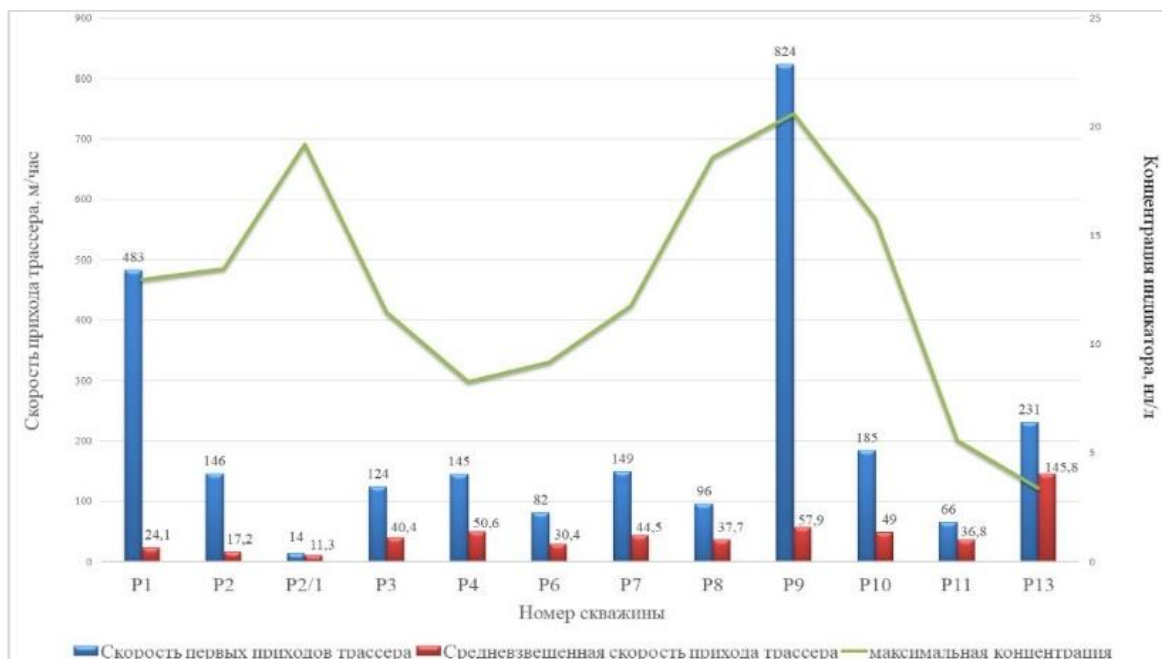


Рис. 4. Скорости продвижения индикатора к добывающим скважинам месторождения № 1 от газонагнетательной скважины Н2

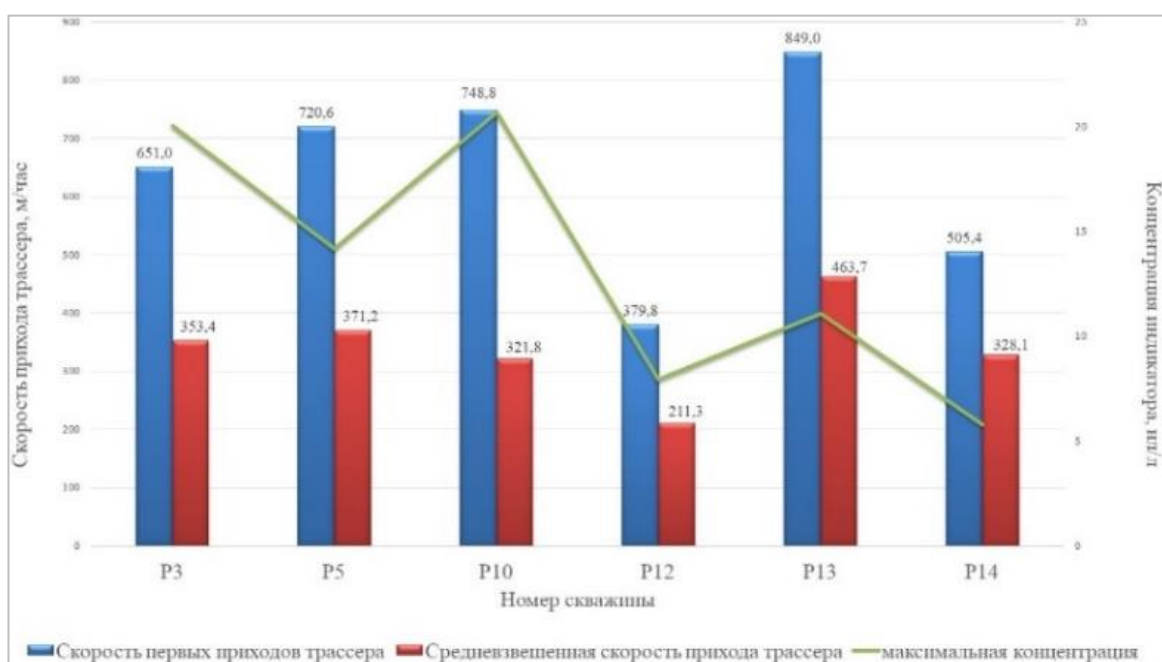


Рис. 5. Скорости продвижения индикатора к добывающим скважинам месторождения № 1 от газонагнетательной скважины Н3

Кривая «концентрация индикатора – время» реагирует на любой вид неоднородности пласта (рис. 6). По характеру изменения графика выделяются различные каналы фильтрации (пропластки). Сопоставление имеющегося набора

геолого-геофизического материала, результатов исследования ядра, пластовых флюидов, предыдущих закачек индикаторов [5] позволяет определить характер выявленных неоднородностей резервуара.

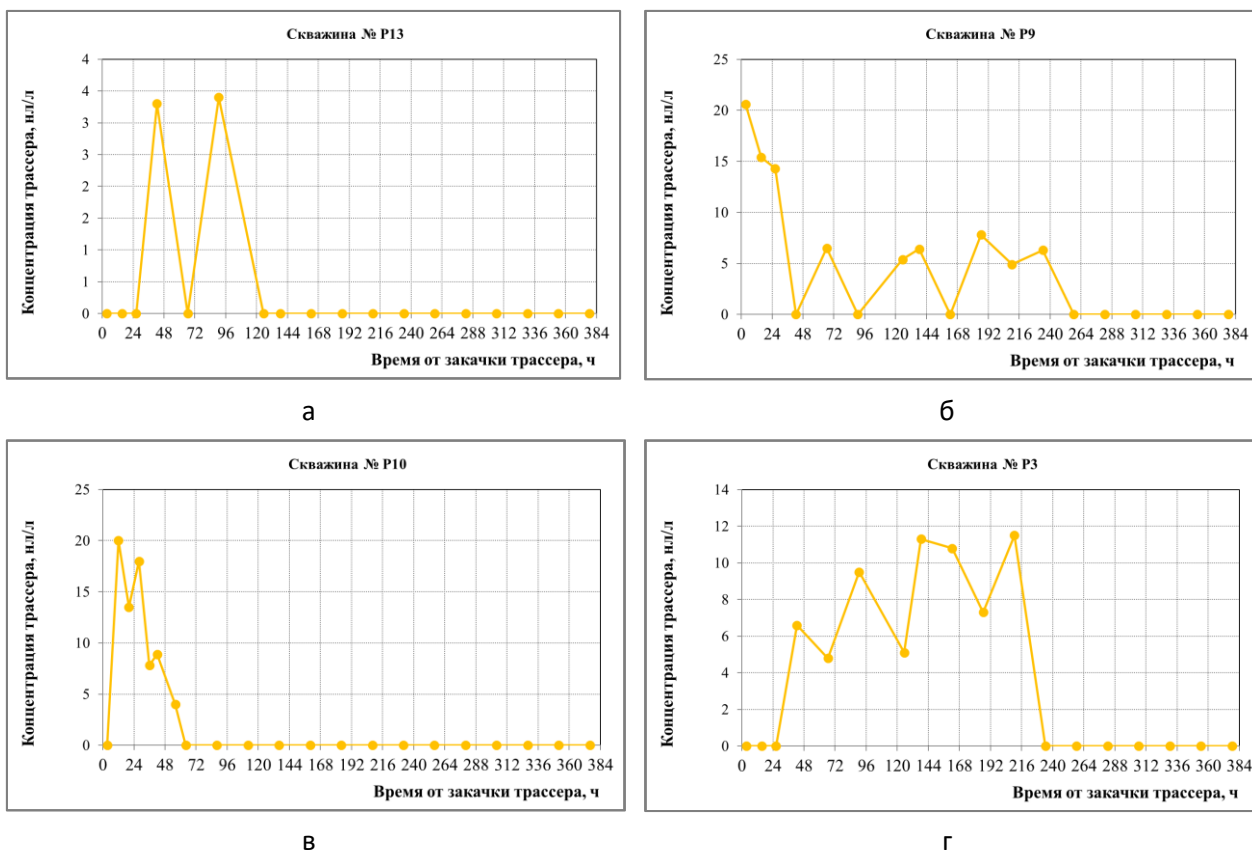


Рис. 6. Разновидности характера выноса газового индикатора от газонагнетательной скважины Н2 к добывающим скважинам месторождения № 1: а – № P13; б – № P9; в – № P10; г – № P3

Учитывая взаимное расположение стволов газонагнетательных и добывающих скважин, определяются направления развития высокоскоростных каналов, в том числе трещиноватые зоны вертикальной сообщаемости, а также направления движения закачиваемого газа по матричной составляющей породы-коллектора. Дискретные выходы индикатора по высокоскоростным каналам с низкой емкостью свидетельствуют о прорыве закачиваемого газа по зонам разуплотнений. Продолжительность выноса порции и более высокий эффективный объем канала указывают на фильтрацию газа через поровое пространство терригенного коллектора.

По результатам проведенных комплексных исследований на месторождении № 1 были рассчитаны

фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) трассируемых зон: проницаемость, эффективный объем и производительность выявленных каналов фильтрации (КФ). Параметры фильтрационных каналов рассчитывались индивидуально по каждой паре скважин с учетом данных PVT-анализа свойств пластовых флюидов (пластовой нефти и свободного газа) по каждой добывающей скважине и компрессорного газа.

В табл. 1 приводятся значения коэффициентов проницаемости каналов фильтрации месторождения № 1, имеющих удовлетворительную (иногда хорошую) сходимость со значениями ФЕС по данным геофизических исследований (ГИС) и анализа керна разреза продуктивных неоконских отложений.

Таблица 1

**Сопоставление значений проницаемости каналов фильтрации с данными ГИС
и анализа керна из скважин месторождения № 1 (терригенный коллектор)**

Номер скважины	Максимальная проницаемость по ГИС и керну, мкм ²	Расчетная проницаемость КФ по результатам закачки индикаторов, мкм ²	
		макс.	мин.
P1	0,3	7,9	0,7
P2	1,4	0,7	0,5
P3	11,4	23,6	2,9
P4	0,6	8,0	2,5
P5	1,0	26,5	0,6
P6	0,4	3,0	1,0
P7	25,6	3,6	3,6
P8	0,6	1,6	0,6
P9	0,8	2,1	0,2
P10	5,7	6,9	1,5
P11	1,7	2,2	0,8
P12	31,6	33,0	0,7
P13	0,6	47,7	2,6
P14	2,3	16,9	2,3

Рассчитанные емкостные свойства и производительность выявленных фильтрационных каналов, несмотря на высокую скорость фильтрации, позволили определить минимальное воздействие закачиваемого агента на газовый фактор продукции добывающих реагирующих скважин и определить приоритетные направления распространения компрессорного газа.

На морском месторождении № 2 в опытно-промышленных работах участвовала одна газонагнетательная скважина Н101 и две эксплуатационные скважины Р101 и Р102, вскрывшие газовую и нефтяную составляющие аптской залежи горизонтальными стволами с трещинами от проведения многостадийного гидравлического разрыва пласта (МГРП), см. рис. 7. Значения полудлины трещин по расчетным данным и данным моделирования не превышают 80 метров по латерали.

Задача промыслового эксперимента состояла в выявлении газодинамической связи между газонагнетательной и добывающими скважинами, оценке интенсивности и степени влияния закачиваемого газообразного агента. По результатам продолжительного (45 суток) мониторинга промысловых работ и отбора проб вынос трассера имел синхронный характер, отличие заключалось только в концентрациях – в одной скважине (Р102) концентрация трассера была меньше, чем в другой. Это вызвано более интенсивным притоком газа из газовой шапки, в результате чего закачиваемый трассер сильнее разбавляется при движении к горизонтальному участку скважины, что подтверждается, в том числе, и повышенным промысловым газовым фактором (319 и 460 м³/м³; соответственно, в скважинах Р101 и Р102).

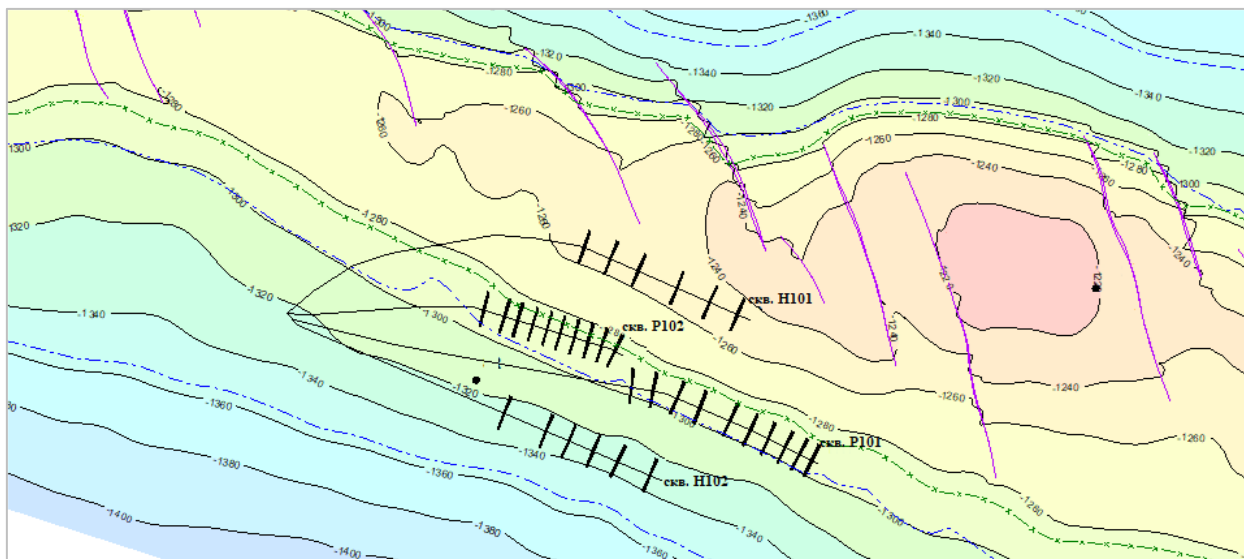


Рис. 7. Фрагмент структурной карты по кровле отложений аптского яруса месторождения № 2

По данным геофизических, гидродинамических и геохимических исследований, сейсмического моделирования, поровое пространство пласта аптского яруса является неоднородным в районах проводки горизонтальных стволов двух эксплуатационных скважин. Различные

текущие пластовые давления, ФЕС пород, фазовые проницаемости по данным гидродинамических исследований и геологические аномалии на временном разрезе свидетельствуют о различном строении пласта по зонам проводки реагирующих скважин (рис. 8).

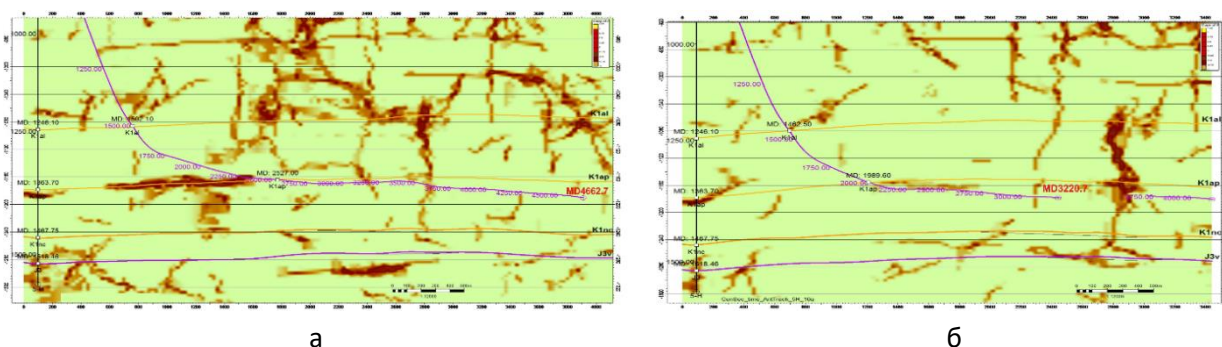


Рис. 8. Временные разрезы куба «ант-трекинг» по траектории реагирующих скважин месторождения № 2: а – скважина Р101; б – скважина Р102

По результатам геохимических исследований нефти из добывающих скважин Р101 и Р102 имеют различный молекулярный состав [6]. Данный факт может свидетельствовать о дренировании скважинами Р101 и Р102 разных участков аптской залежи, разделенных изолирующим или слабопроницаемым геологическим

барьером. На наличие такого барьера указывает резкое увеличение плотности пород, обнаруженное при бурении скважины Р101 на глубине 3400 м (по стволу), что может быть обусловлено уплотненными литологическими разностями (литологическими экранами), наличием «залеченных» трещин.

В пользу слабопроницаемого барьера также указывают результаты площадного гидропрослушивания: при создании импульса возмущения от газо-

и водонагнетательных скважин Н101 и Н102 отклик был установлен исключительно в скважине Р101 (рис. 9).

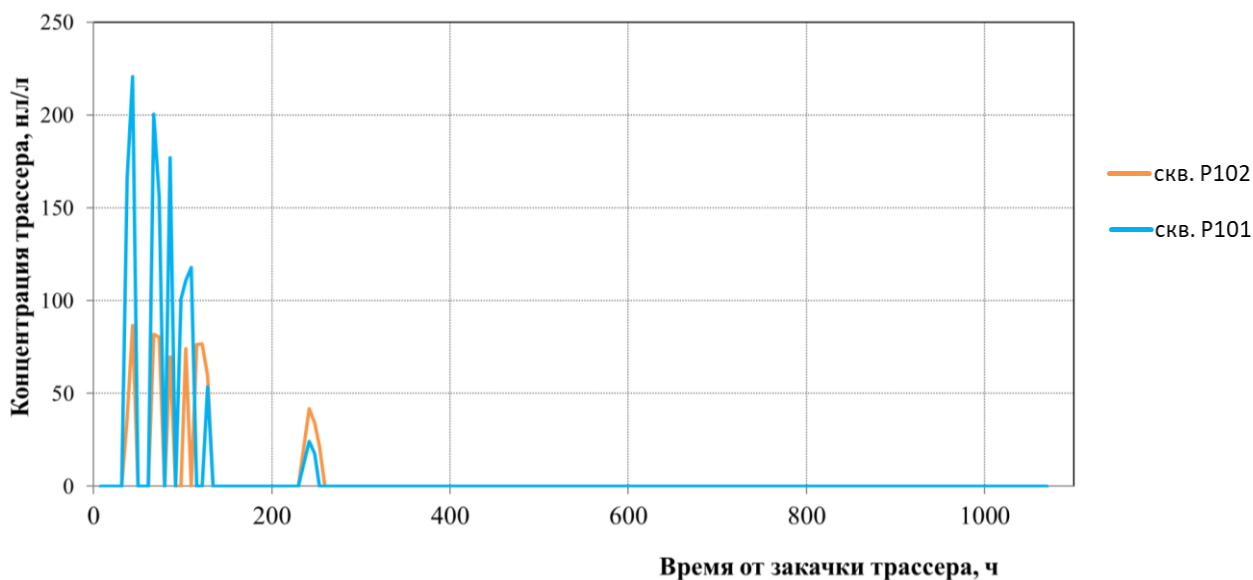


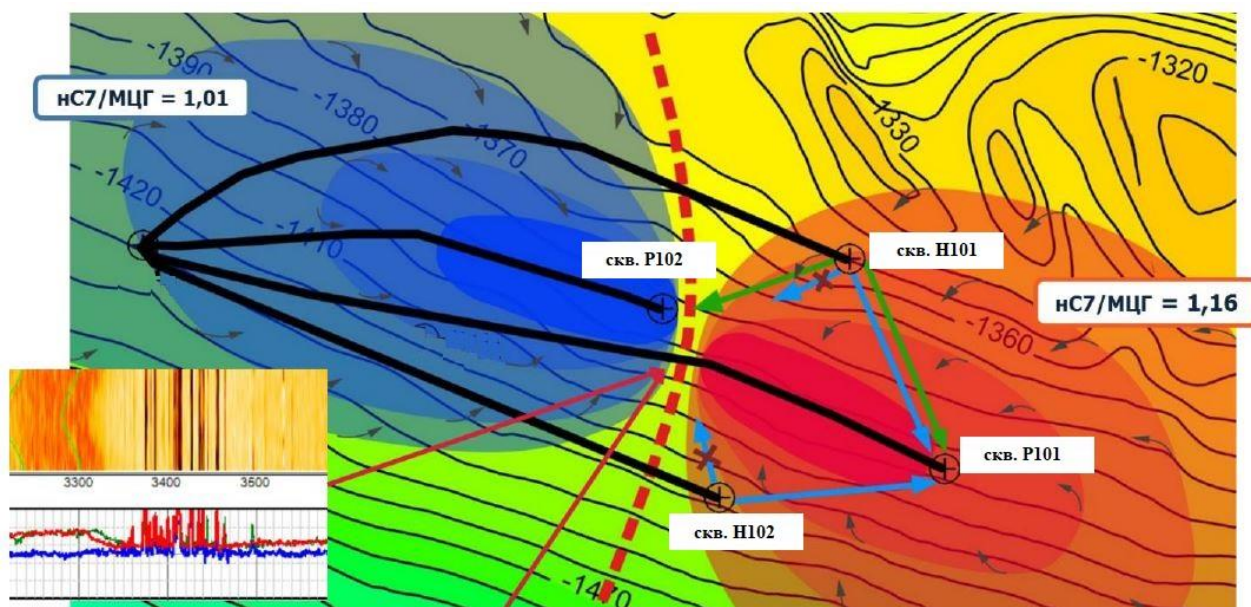
Рис. 9. Характер выноса газового индикатора к реагирующим скважинам Р101 и Р102 месторождения № 2

Тем не менее, имея подтвержденный несколькими косвенными и прямыми методами вывод о неоднородности строения межскважинного пространства пласта аптского яруса, после закачки газового трассера в нагнетательную скважину Н101 был получен синхронный его вынос к обеим добывающим скважинам (см. рис. 9).

С учетом доказанной анизотропии коллектора данный характер распространения фильтрационных потоков от нагнетательной скважины можно интерпретировать только как движение закачиваемого агента по техногенным, а не естественным каналам фильтрации.

На основании емкостных свойств каналов фильтрации, полученных по результатам трассерных исследований, был сделан вывод о продвижении трассера по вторичным микротрещинам коллектора, созданным при проведении МГРП.

Представленная схема флюидодинамической связи залежи (рис. 10) не позволяет закачиваемому газу при текущей репрессивной воронке распространяться по поровому пространству коллектора до фильтров добывающих скважин. В данных условиях фильтрация газа может осуществляться только по искусственно созданным трещинам с минимальной емкостью и производительностью.



На глубине 3400 м по стволу скв. P101 обнаружен интервал с резким увеличением плотности пород, что может быть обусловлено наличием залеченных трещин, представляющих собой изолирующий или слабопроницаемый геологический барьер, разделяющий аптскую залежь

—→ - гидропрослушивание —→ - трассер

Рис. 10. Схема флюидодинамических связей в аптских отложениях месторождения № 2 с учетом результатов гидропрослушивания, трассерных и геохимических исследований (по результатам геохимического мониторинга нефтей на месторождениях Северного Каспия [6])

Выводы

1. Впервые в России и на месторождениях группы компании ЛУКОЙЛ успешно опробован метод трассирования фильтрационных потоков закачиваемого газа индикатором газообразного состояния. Используемый метод позволил, по аналогии с классическими водорастворимыми индикаторами, выявить приоритетные направления закачиваемого агента-газа, определить интенсивность распространения фильтрационных потоков, рассчитать фильтрационно-емкостные параметры и производительность выявленных каналов фильтрации.

Литература

1 РД 39-014-7428-235-89. Методическое руководство по технологии проведения индикаторных исследований и интерпретации их результатов для регулирования и контроля процесса заводнения нефтяных залежей. Грозный: СевКавНИПИнефть, 1989. 79 с.

2. Технология межскважинного трассирования газовыми индикаторами позволила получить информацию о степени латеральной и вертикальной газодинамической связи между газонагнетательными и эксплуатационными скважинами и переведена в промышленную эксплуатацию.

3. Интерпретация результатов трассерных, в комплексе с другими методами исследований позволяет уточнить геологическое строение залежей, выявить и охарактеризовать особенности межскважинного строения пласта-коллектора.

2 *Соколовский Э.В., Соловьев Г.Б., Тренчиков Ю.И.* Индикаторные методы изучения нефтегазоносных пластов. М.: Недра, 1986. 157 с.

3 Методическое руководство по приемке, анализу и систематизации результатов трассерных исследований на месторождениях организаций Группы «ЛУКОЙЛ». Редакция 1.0. М.: ОАО «ЛУКОЙЛ», 2012. 69 с.

4 *Анисимов Л.А., Воронцова И.В., Левченко В.С.* и др. Анализ результатов гидродинамических и трассерных исследований на месторождении им. Ю. Корчагина в Северном Каспии // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2019. № 12(336). С. 48–55. [https://doi.org/10.30713/2413-5011-2019-12\(336\)-48-55](https://doi.org/10.30713/2413-5011-2019-12(336)-48-55)

5 *Анисимов Л.А., Воронцова И.В., Левченко В.С.* и др. Результаты трассерных исследований на месторождении им. Ю. Корчагина // Вопросы геологии и обустройства месторождений нефти и газа: Сб. ст. Волгоград: Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть» в г. Волгограде, 2013. Вып. 72. С. 102–114.

6 *Куклинский А.Я., Штунь С.Ю., Морошкин А.Н.* и др. Уточнение геологической модели месторождения по данным геохимического мониторинга молекулярного состава нефтей // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2021. № 12(360). С. 31–36. [https://doi.org/10.33285/2413-5011-2021-12\(360\)-31-36](https://doi.org/10.33285/2413-5011-2021-12(360)-31-36)

Diagnosics of gas-dynamic connection between gas caps and their influence on the product composition of the North Caspian production wells as per tracer tests

M.Yu. Polikarpov^{1*}, K.G. Kagan¹, V.S. Levchenko, I.V. Vorontsova²

1 – PermNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC in Perm, Volgograd, Russia

2 – RuNedra LLC, Volgograd, Russia

E-mail: *Mikhail.Polikarpov@lukoil.com

Abstract. In the condition of intensive fluid recovery from a pool, there is a problem of effective reservoir pressure maintenance. In Russia, the water-drive reservoir pressure maintenance is often used. The present article considers the example of simultaneous use of gas- and water-drive reservoir pressure maintenance methods. In such a case, it is difficult to identify the flow spreading of all injected agents. Tracer tests with application of a labeled substance can solve this problem. The method of routing the filtration flows of injected gas with a gas tracer was successfully tested for the first time in the Caspian Sea offshore fields. Similarly to the classic water-soluble tracers, this method allowed determination of the priority routes of injected gas-agent, estimation of reservoir properties and revealing of gas-dynamic connection of gas caps within a pool. Also, this method made it possible to obtain the data on the degree of lateral and vertical gas-dynamic connection between gas-injection and production wells and, in conjunction with related disciplines, to specify the geologic structure of the pool.

Keywords: tracer, indicator, bed, well, fluid, permeability, filtration, gas-dynamic connection, gas injection.

Citation: Polikarpov M.Yu., Kagan K.G., Levchenko V.S., Vorontsova I.V. Diagnosics of gas-dynamic connection between gas caps and their influence on the product composition of the North Caspian production wells as per tracer tests // Actual Problems of Oil and Gas. 2023. Iss. 2(41). P. 246–258. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-41.art17> (In Russ.).

References

- 1 RD 39-014-7428-235-89. Guidelines on the technology of conducting indicator studies and interpreting their results for the regulation and control of the process of waterflooding of oil deposits. Grozny: SevKavNIPIneft, 1989. 79 p. (In Russ.).
- 2 Sokolovsky E.V., Soloviev G.B., Trenchikov Yu.I. Indicator methods for studying oil-bearing reservoirs. Moscow: Nedra, 1986. 157 p. (In Russ.).
- 3 Guidelines on acceptance, analysis and systematization of the results of tracer tests in the fields of LUKOIL Group of Companies. Revision 1.0. Moscow: LUKOIL JSC, 2012. 69 p (In Russ.).
- 4 Anisimov L.A., Vorontsova I.V., Levchenko V.S. et al. Analysis of the results of hydrodynamic and tracer studies of the Yu. Korchagin oilfield in the Northern Caspian Sea // Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields. 2019. No. 12(336). P. 48–55. [https://doi.org/10.30713/2413-5011-2019-12\(336\)-48-55](https://doi.org/10.30713/2413-5011-2019-12(336)-48-55) (In Russ.).
- 5 Anisimov L.A., Vorontsova I.V., Levchenko V.S. et al. Results of tracer studies in Yu. Korchagin field: Collected papers. Volgograd: VolgogradNIPImorneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC in Volgograd, 2013. Iss. 72. P. 102–114. (In Russ.).

6 *Kuklinskiy A.Ya., Shtun' S.Yu., Moroshkin A.N.* et al. Refinement of reservoir geological model according to the data of geochemical monitoring of oil molecular composition // *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. 2021. No. 12(360). P. 31–36. [https://doi.org/10.33285/2413-5011-2021-12\(360\)-31-36](https://doi.org/10.33285/2413-5011-2021-12(360)-31-36) (In Russ.).